

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ современных технологий водогазового воздействия, применяемых в процессе разработки нефтяных месторождений

УДК 622.276.4

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Масаренко Андрей Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
Р2	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
Р3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	Требования ФГОС ВО ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
Р4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3, ППК-4, ППК-6
Р5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО ОК-4, ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
Р6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	Требования ФГОС ВО ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
Р7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	Требования ФГОС ВО ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
Р8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	Требования ФГОС ВО ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
Р9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
Р10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Масаренко Андрей Юрьевич

Тема работы:

Анализ современных технологий водогазового воздействия, применяемых в процессе разработки нефтяных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о водогазовом воздействии 2. Анализ технологий водогазового воздействия на нефтяные пласты 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 4. Социальная ответственность
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант

Общие сведения о водогазовом воздействии	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Анализ технологий водогазового воздействия на нефтяные пласты	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Общие сведения о водогазовом воздействии	
Анализ технологий водогазового воздействия на нефтяные пласты	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Масаренко Андрей Юрьевич		31.03.2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: высшее

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общие сведения о водогазовом воздействии	35
	Анализ технологий водогазового воздействия на нефтяные пласты	35
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			31.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			31.03.2021

Обозначения, определения и сокращения

ВГВ – водогазовое воздействие

КИН – коэффициент извлечения нефти

ОФП – относительная фазовая проницаемость

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ГЖС – газожидкостная смесь

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ППД – поддержание пластового давления

ОПУ – опытно-промышленный участок

ВГС – водогазовая смесь

ВНК – водонефтяной контакт

ЭЦН – электроцентробежный насос

ППП – промышленно-производственный персонал

NPV – net present value – чиста текущая стоимость

ДП – денежный поток

ПДН – поток денежной наличности

НПДН – накопленный поток денежной наличности

ДПДН – дисконтированный поток денежной наличности

ЧТС – чиста текущая стоимость

ПДК – предельно допустимая концентрация

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ЗВ – загрязняющие вещества

ППР – планово-предупредительный ремонт

ОХП – огнетушитель химический пенный

ЧС – чрезвычайная ситуация

ПЛВА – план по ликвидации возможных аварий

Реферат

Выпускная квалификационная работа 76 стр., 17 рис., 6 табл., 23 источника, 0 прил.

Ключевые слова: водогазовое воздействия, повышение нефтеотдачи пластов, насосно-эжекторная система, газожидкостная смесь, обратная закачка газа в пласт.

Объектом исследования являются продуктивные пласты нефтяных месторождений, для которых по геолого-физическим и технико-экономическим критериям возможно применение водогазового воздействия.

Цель работы – анализ современных технологий водогазового воздействия на пласт, а также анализ эффективности данного метода.

В процессе исследования установлено, каким образом осуществляется реализация метода ВГВ и какие критерии применимости технологии существуют на данный момент. Также проанализировано известное оборудование для внедрения ВГВ и эффективность применения данного метода улучшения нефтеотдачи на месторождении.

В результате исследования выявлены основные преимущества и недостатки данной технологии и оборудования, применяемого при реализации ВГВ. Установлено, что применение данного способа воздействия на пласты имеет положительный эффект для недропользователя при соблюдении всех условий.

Приведены экономические расчеты, подтверждающие положительный экономический эффект описываемой технологии.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	10
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВОДОГАЗОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ	12
1.1 Классификация ВГВ	13
1.1.1 По взаимодействию с вытесняемой средой	13
1.1.2 По способу нагнетания.....	16
1.1.3 По виду агентов воздействия.....	18
1.2 Основные геолого-физические критерии применимости ВГВ	24
1.3 Технологические и технико-экономические критерии применимости ВГВ	26
1.4 Отечественный и зарубежный опыт применения ВГВ.....	28
2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ	35
2.1 Преимущества и недостатки известного оборудования, применяемого при ВГВ.....	35
2.2 Насосно-эжекторные системы как эффективное технологическое решение	38
2.3 Анализ эффективности ВГВ на Новогоднем месторождении	41
3 ОБОСНОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ.....	47
3.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели..	47
3.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия.....	51
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	58
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	58
4.2 Производственная безопасность	60
4.2.1 Анализ вредных факторов	61
4.2.2 Анализ опасных факторов	65
4.3 Экологическая безопасность.....	68
4.3.1 Влияние на атмосферу.....	68
4.3.2 Влияние на литосферу.....	68
4.3.3 Влияние на гидросферу	69
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	70

Заключение	73
Список литературы	75

ВВЕДЕНИЕ

История использования человеком нефти начинается с древнейших времен. Около 6000 тысяч лет назад это вещество использовали в строительстве. А на протяжении практически двух последних веков люди занимаются промышленной добычей данного ископаемого топлива. И несмотря на стремительное развитие возобновляемых источников энергии нефть до сих пор является и будет являться ключевым энергоносителем планеты в течение еще многих десятилетий.

Вследствие различных геологических особенностей залежей, коэффициент извлечения нефти (КИН), по различным данным, варьируется от 25% до 35%. Это говорит о том, что большая часть флюида остается в пласте и не поддается извлечению на поверхность. Данная проблема является одной из ключевых в нефтяной промышленности. Для ее решения изобретаются и используются различные методы улучшения нефтеотдачи. Самым распространенным способом является искусственное заводнение пластов. Данная технология была изобретена еще в XIX веке в США и получила широкое распространение по всему миру благодаря невысокой стоимости работ, относительной простотой процесса и общедоступностью воды. Однако, несмотря на свои плюсы, данная технология не позволяет добиться высоких значений КИН – часть запасов все так же остается в пласте, и при этом растет обводненность продукции, что вызывает дополнительные затраты при дальнейшей подготовке нефти.

Именно по этим причинам в последние годы растет интерес к такому методу улучшения нефтеотдачи, как водогазовое воздействие на пласт, которое сочетает в себе преимущества заводнения и нагнетания газа в пласт и устраняет их недостатки. К тому же, использование данной технологии позволяет решить еще одну распространенную проблему нефтяных производств – утилизацию больших объемов попутного нефтяного газа.

Объектом исследования являются продуктивные пласты нефтяных месторождений, для которых по геолого-физическим и технико-экономическим критериям возможно применение ВГВ.

Актуальность исследования заключается в том, что на сегодняшний день типичные методы улучшения нефтеотдачи месторождений не всегда приносят высоких показателей эффективности. Соответственно, метод водогазового воздействия может являться отличным решением данной проблемы.

Целью данного исследования является анализ современных технологий водогазового воздействия на пласт, а также анализ эффективности данного метода, на основе которого можно выбрать наиболее рентабельные способы применения данного метода на производстве.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- произвести обзор теоретического материала по данной тематике;
- рассмотреть различные варианты реализации водогазового воздействия, а также его разновидности;
- изучить как отечественный, так и зарубежный опыт применения ВГВ;
- провести анализ эффективности данной технологии для выявления наиболее рентабельного способа реализации на месторождении;
- рассчитать экономическую эффективность;
- выделить основные факторы, пагубно влияющие на организм человека в процессе реализации мероприятия ВГВ. Также указать основные способы защиты окружающей среды от влияния последствия ВГВ.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВОДОГАЗОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

Большинство нефтегазовых компаний, как было сказано ранее, используют метод заводнения для улучшения нефтеотдачи пластов, однако при этом большая часть флюида остается неизвлеченной. В случае низкопроницаемых коллекторов главной проблемой заводнения является небольшой КИН, достигающий не более 30%. Проблемой трещиноватых коллекторов является небольшой коэффициент охвата пласта заводнением [1].

Водогазовое воздействие впервые было применено в 1957 году в Альберте, Канада. С тех пор было произведено множество исследований на более чем 70 месторождениях по всему миру [2]. По результатам испытаний общей тенденцией успешной закачки агента является увеличение нефтеотдачи в диапазоне от 5 до 10%, что говорит о перспективности данного способа воздействия на пласт.

Обобщенная суть данного метода заключается в том, что в пласт закачивается вода и газ либо попеременно, либо совместно, вследствие чего происходит поддержание пластового и восстановление пластового давления, а также увеличение КИН. При этом, в ходе воздействия происходит выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин и наблюдается значительный прирост коэффициента охвата как по площади – из-за уменьшения разницы между подвижностями вытесняемого и вытесняющего флюидов, так и по мощности пласта – вследствие сегрегации газа и воды в пласте [3]. Это позволяет извлекать нефть из сводовой и подошвенной частей залежи, что также является неотъемлемым преимуществом данной технологии.

На данный момент учеными не предложено единой и конкретной классификации ВГВ. Однако ее можно разделить на 3 вида: классификация по взаимодействию с вытесняемой средой, по способу нагнетания и по виду агентов воздействия.

1.1 Классификация ВГВ

1.1.1 По взаимодействию с вытесняемой средой

Механизм смешивающегося вытеснения

В данном случае происходит полная взаимная растворимость нефти и газа, при которой силы поверхностного натяжения между флюидами исчезают. Как правило, данный процесс происходит при последовательном многоконтakтном обмене компонентами между флюидами в пласте [1].

Газ определенного состава поступает в пласт и начинает взаимный обмен компонентами с нефтью. По мере своего продвижения в пласте газ продолжает обмен компонентами с нефтью, а нефть с газом до тех пор, пока вблизи фронта вытеснения газ не становится обогащенным и не образует критическую фазу в смеси с нефтью. Из-за того, что составы данных фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними полностью исчезает [1]. Некоторые опыты показывают, что при таком виде вытеснения можно добиться очень высоких коэффициентов вытеснения (0,95 – 0,98).

Данный вид смешивания позволяет достигнуть высокого коэффициента извлечения нефти из поровых каналов породы-коллектора. Такое воздействие на пласт благоприятно в тех случаях, когда залежь представляет собой скопление легких нефтей и залегает на большой глубине в малопроницаемых коллекторах. В данных условиях можно обеспечить высокие перепады давления (30 – 40 МПа и более), которые способствуют полной взаимной растворимости нефти и газа [1]. На рисунке 1 схематично представлен принцип действия смешивающегося вытеснения.

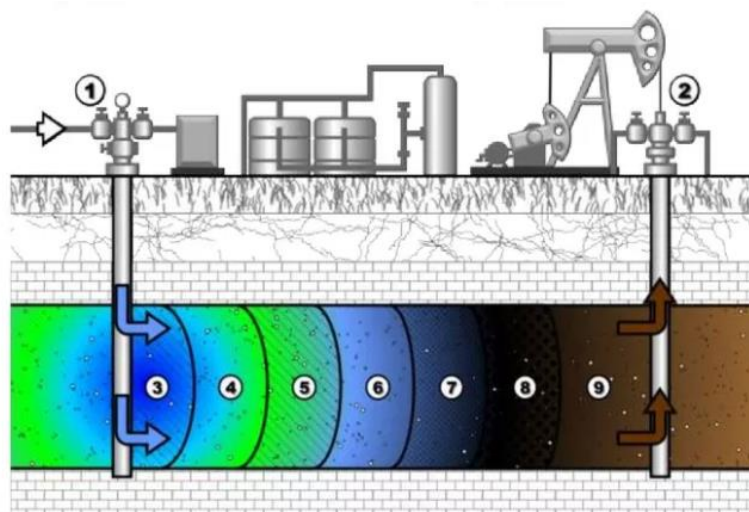


Рисунок 1 – Схематическое изображение смешивающегося режима вытеснения

Также данный метод осуществим с применением оторочек сжиженных углеводородных газов, которые являются отличными растворителями нефти, и сухого газа. В таком случае, оторочка-растворитель взаимодействует с нефтью, а далее в пласт нагнетается сухой газ, который проталкивает флюид к забоям добывающих скважин. Условия применения данного способа достаточно просты – необходимо, чтобы в пластовых условиях углеводородные газы-растворители находились в сжиженном состоянии. Это означает, что пластовая температура должна быть ниже критической температуры, а пластовое давления – выше давления насыщения паров данного углеводорода [1]. При этом, стоит отметить, что при данном виде закачки критический состав флюидов будет формироваться еще на фронте закачки, что является ключевым отличием от применения простого смешивающегося вытеснения.

Механизм несмешивающегося вытеснения

В тех случаях, когда воздействие производится на гидрофильные породы-коллекторы, вода заполняет мелкие поры, будучи смачивающей средой, а газ, будучи несмачивающей средой, будет заполнять крупные поры, тем самым вытесняя из них нефть. Более эффективным данный способ будет

являться в случае воздействия на породы со смешанной смачиваемостью, так как гидрофобные поверхности будут образовывать сквозные пути по крупным порам, а мелкие, в свою очередь, будут подвержены смачиваемости и заполнению водой. Как правило, движение смачивающей фазы происходит по более мелким или менее проницаемым порам, либо в виде пленки по стенкам крупных пор. Таким образом, чем меньше смачиваемость флюида, тем выше его относительная фазовая проницаемость. Из этого следует, что если порода представляет собой гидрофильную среду, то ОФП нефти увеличивается, а ОФП воды, наоборот, уменьшается в сравнении с гидрофобной средой (Рис. 2).

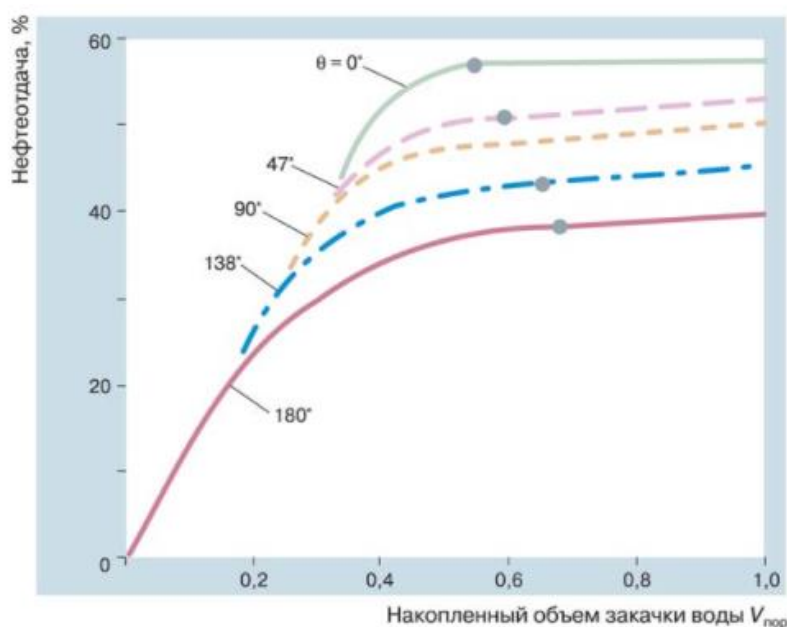


Рисунок 2 – Зависимость нефтеотдачи от накопленного объема закачки воды при различных значениях краевого угла смачивания (переход от гидрофобной к гидрофильной породе) [1]

Такой способ вытеснения является уместным лишь в тех случаях, когда порода-коллектор является либо гидрофильной, либо имеет смешанную смачиваемость. Это обусловлено тем, что в гидрофобных породах ОФП воды увеличивается, так как вода заполняет крупные по размеру поровые каналы (в то время, как нефть остается в мелких порах и трещинах), вследствие чего

может происходить преждевременный прорыв воды к забоям добывающих скважин. В случае с гидрофильной средой происходит следующее: нефть заполняет крупные поры, потому что закачиваемая вода заполняет мелкие гидрофильные поры и трещины, вытесняя тем самым нефть. По этим каналам нефть легко движется, и, соответственно, повышается ОФП нефти, а после того, как вытесняющий фронт воды проходит, вся оставшаяся нефть остается неподвижной.

Также стоит отметить влияние газа и ПАВ на данный процесс. Вследствие взаимодействия ПАВ и газа, последний при растворении в нефти распадается не на отдельные молекулы, а на небольшие группы газовых молекул, так называемые газовые микророзродыши, окруженные оболочкой из ПАВ. Далее, при прохождении нефти по поровым каналам эти микророзродыши адсорбируются на стенках породы, улучшая фильтрацию нефти. Данный эффект называется эффект проскальзывания или «газовый подшипник» [1]. Явление обусловлено тем, что адсорбированные газовые микророзродыши уменьшают гидравлические потери от трения нефти и горной породы. Соответственно, ОФП нефти увеличивается, что дает положительный эффект для общей фильтрации жидкости в пласте.

Однако если содержание ПАВ в флюиде недостаточное, то образования микророзродышей газа не происходит – микропузырьки объединяются в свободную газовую фазу, происходит насыщение флюида, после чего газовая фаза опережает нефть по поровым каналам и происходит прорыв газа в забойную зону.

1.1.2 По способу нагнетания

Попеременная закачка воды и газа

Суть данного способа заключается в том, что нагнетание газа в пласт происходит в течение некоторого времени (до 2-3 месяцев), после чего в скважину нагнетается вода. Как было описано ранее, газ занимает крупные

поры, выталкивая нефть, а нагнетаемая вслед за газовой фазой вода способствует вытеснению углеводородов из мелких и низкопроницаемых пор.

Стоит отметить, что попеременная закачка газа и воды наиболее эффективна для трещиноватых коллекторов, так как растворимость газа усиливается за счет увеличения поверхности контакта, а гравитационное перераспределение улучшается вследствие свободы потоков в открытых трещинах. Данные условия препятствуют быстрому обводнению продукции пласта.

Для применения данного способа закачки агентов используют компрессорную и бескомпрессорную технологии. При компрессорном способе используются компрессоры высокого давления, с помощью которых газу придается необходимое давления для нагнетания в пласт. При этом, количество компрессоров высокого давления может достигать 10 штук для одной компрессорной станции [3]. Бескомпрессорная технология подразумевает использование газа из высоконапорных газовых пластов либо газовых шапок нефтяных залежей. То есть в таком случае естественного давления газа хватает для закачки в пласт.

Совместная закачка воды и газа

Идея данного способа состоит в том, чтобы в пласт закачивалась газожидкостная смесь (ГЖС). Смешивание, как правило, происходит на поверхности с помощью. Широкое применение получили технологии бустерных (дожимных) насосов плунжерного типа и эжекторные системы с применением струйных аппаратов, расположение которых может быть как на поверхности, так и над забоем нагнетательной скважины. Также существуют насосно-эжекторные и насосно-компрессорные системы реализации ВГВ.

Стоит сразу отметить преимущества данного способа закачки по сравнению с попеременной закачкой агентов. На месторождении Джоффр, Канада, было проведено два опыта с различной закачкой агентов в пласт на нескольких объектах [3]. Результаты экспериментов показали, что при

определенных условиях совместная закачка имеет ряд преимуществ перед попеременной. Объект, на котором производилась закачка газожидкостной смеси, характеризовался большими объемами дополнительной добычи нефти, чем тот, на котором закачка производилась попеременно. Также на втором объекте выявились сложности в работе эксплуатационных скважин, так как со временем происходили ранние прорывы газа к забоям этих скважин. При этом, когда в пласт нагнетается ГЖС таких явлений не происходит вследствие более равномерного поступления газа на забой добывающих скважин.

1.1.3 По виду агентов воздействия

Помимо классических агентов закачки, таких как вода и газ, существуют другие вариации агентов вытеснения, использование которых при определенных условиях имеет большую эффективность нежели стационарное ВГВ.

Применение горячего пара

Закачка водяного пара и воды изначально разрабатывалась для преодоления проблем, связанных со стационарным нагнетанием пара, таких как парогравитационный дренаж, неравномерное распределение токов пара и случайные прорывы на поверхности. Этот процесс можно рассматривать как разновидность ВГВ, которая приводит к улучшению коэффициента охвата пласта воздействием по мощности. В данном случае паровая фаза (пар) конденсируется, в то время как газовая фаза в обычном процессе ВГВ обычно не конденсируется. Пар также несет тепловую энергию, которая может снизить вязкость нефти и, следовательно, повысить производительность добычи нефти и эффективность вытеснения (путем изменения коэффициента подвижности). После конденсации пара степень преодоления силы тяжести уменьшится. Преимуществами закачки горячего пара и воды перед непрерывным заводнением паром являются: улучшенный коэффициент охвата, снижение неравномерности токов жидкости, снижение потерь тепла из

ствола скважины, увеличение дебита нефти и улучшенная дополнительная нефтеотдача. Также данный метод может быть использован для добычи высоковязких нефтей и природного битума [2].

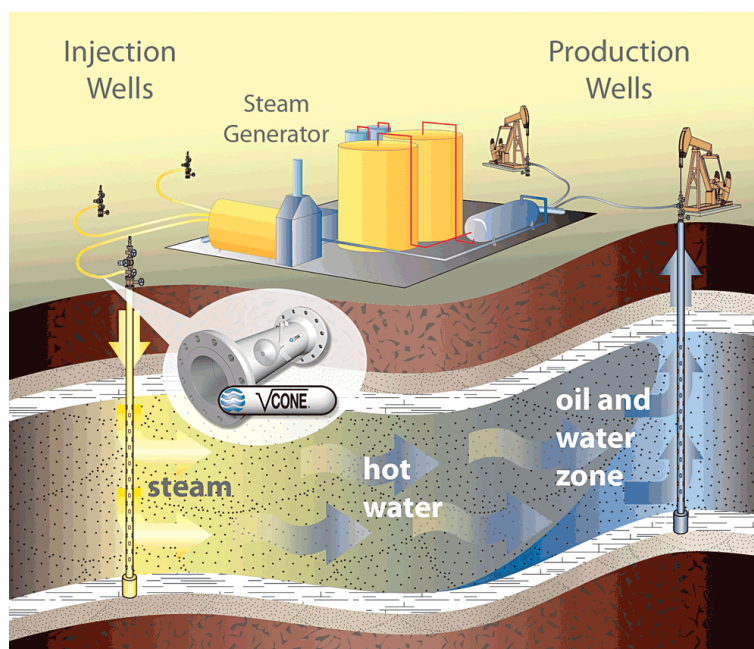


Рисунок 3 – Схематическое изображение ВГВ с применением горячего пара

Применение пены

Основное применение пены в процессах увеличения нефтеотдачи - уменьшение подвижности газовой фазы, что приводит к повышению эффективности вытеснения и задержке прорыва газа к забоям добывающих скважин. Идея использования пены для управления подвижностью фронта жидкости была впервые предложена учеными Бондом и Холбруком в 1958 году [2]. Пены с содержанием CO_2 и поверхностно-активными веществами особенно используются в качестве эффективного метода снижения подвижности газа. Стабильность и свойства пены являются одними из основных факторов, влияющих на эффективность процессов пенного ВГВ. В серии экспериментов с заводнением керна оценивались характеристики классического совместного ВГВ и ВГВ с применением пены, показывающие многообещающие характеристики процессов в уменьшении проблем с

неблагоприятной подвижностью, гравитационной сегрегацией и вязкостным языкообразованием; однако более высокий КИН был достигнут в процессе ВГВ с применением пены, в котором КИН сначала увеличился до 61%, а затем КИН и вовсе достиг 92%, как показано на рис. 4.

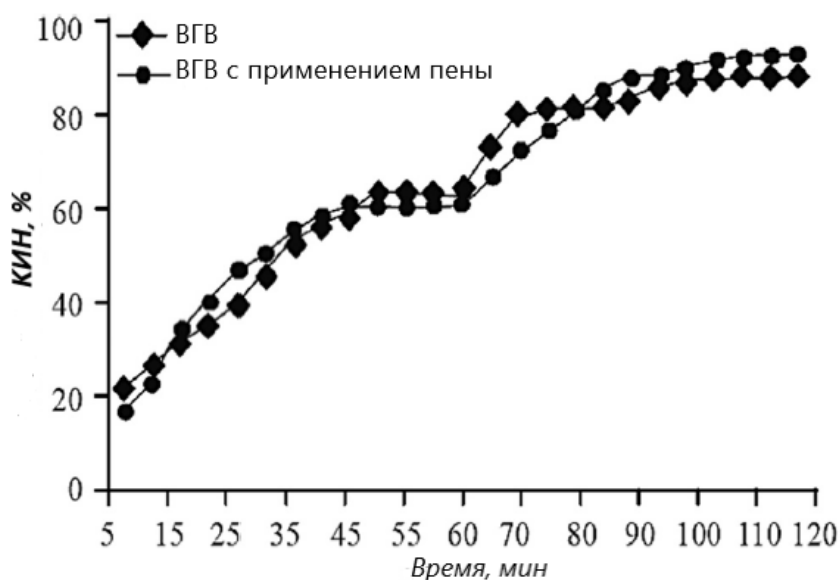


Рисунок 4 – Сравнение показателей КИН при ВГВ и ВГВ с применением пены [2]

Рисунок 5 схематически отображает три вида воздействия на пласт. При закачке газа (а) происходит вязкостное языкообразование, прорывы газа к добывающей скважине, сегрегация газа. При ВГВ (б) вязкостное языкообразование происходит в меньшей мере, также улучшается коэффициент охвата пласта вытеснением, не происходит прорывов газа. При воздействии на пласт ВГВ с добавлением пенообразователей картина и вовсе меняется: не происходит вязкостного языкообразования, площадь охвата увеличивается еще больше, а также фронт вытеснения становится равномерным.

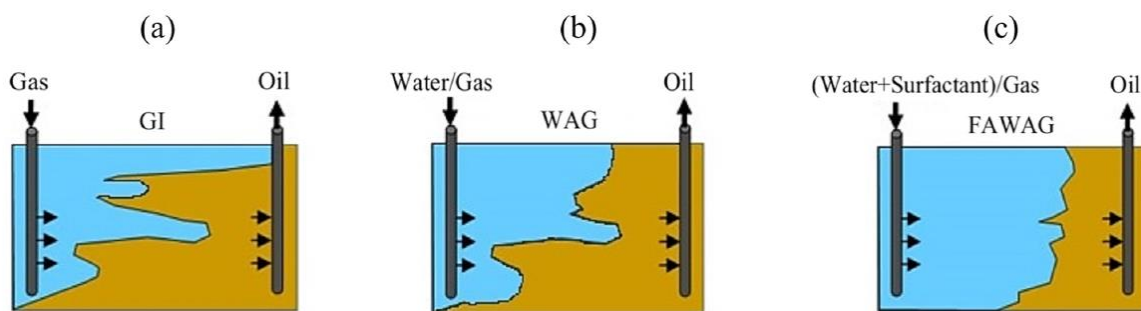


Рисунок 5 – Схематическое изображение трех видов воздействия на пласт: а – закачка газа, б – ВГВ, в – ВГВ с применением пенообразователей [2]

Закачка химических соединений

Другой модификацией процесса ВГВ для преодоления раннего прорыва газа и гравитационной сегрегации является закачка полимера или полимерного переменного газа. Для тяжелой нефти может применяться так называемое гибридное ВГВ с закачкой CO_2 и полимера. Гибридная стратегия привела к более высокому коэффициенту извлечения по сравнению с простым полимерным заводнением. В ряде экспериментов по заводнению керна при закачке ВГВ с добавлением CO_2 КИН составил 15,3%. При обычном полимерном заводнении КИН составил 12,93%. Наивысшая эффективность извлечения была достигнута при заводнении гибридным ВГВ с добавлением CO_2 и полимеров, при котором КИН равнялся 18,7% при низком потреблении закачанного газа (Рис. 6).

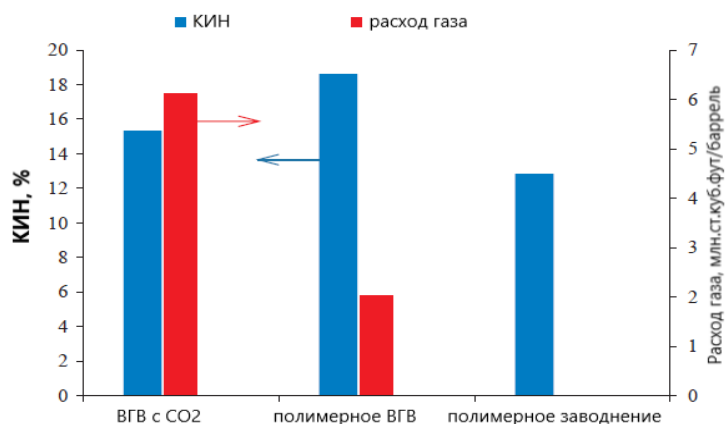


Рисунок 6 – Сравнение показателей для разных способов воздействия на пласт [2]

В литературе также используется более общий термин, известный как химически усиленное водогазовое воздействие, к которому относятся методы с использованием любых химических оторочек, таких как щелочь, поверхностно-активное вещество и полимер с целью контроля мобильности и уменьшения поверхностного натяжения между фазами. При применении химически усиленного ВГВ была достигнута более высокая эффективность по сравнению с обычным процессом ВГВ. По результатам исследований, которое было проведено на месторождении Северный Бербанк, США, установлено, что химически усиленное ВГВ увеличивает нефтеотдачу до 14,3%, что на 7,0% выше, чем при классическом ВГВ. Результаты опытов также показали заметное снижение газового фактора (на добывающей скважине), заметную задержку прорыва газа и улучшение эффективности вытеснения газа и воды. Рисунок 7 иллюстрирует результаты моделирования с точки зрения дебита нефти в зависимости от времени для методов извлечения: нагнетание газа, ВГВ, полимерное ВГВ и полимерное заводнение [2].

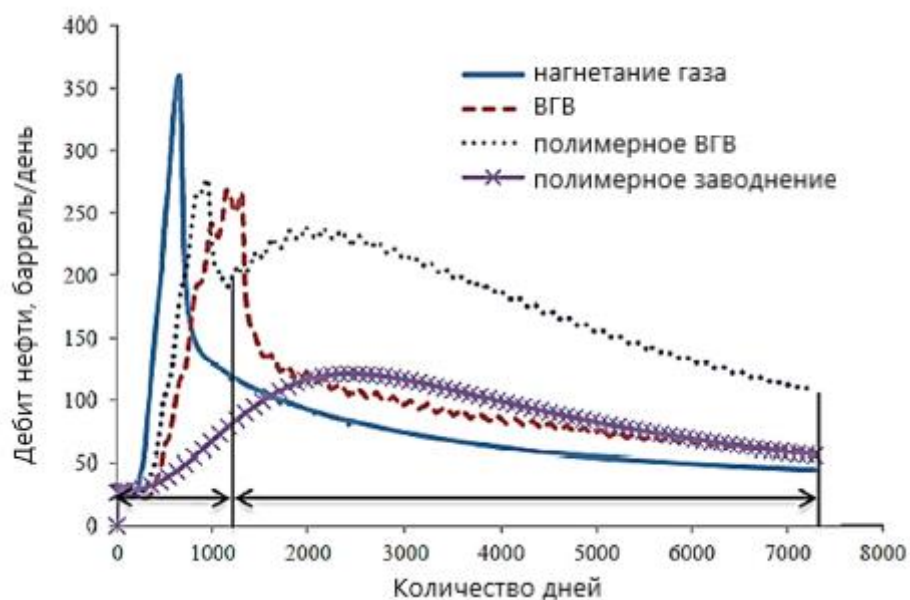


Рисунок 7 – График зависимости дебита для разных типов воздействия на пласт [2]

Закачка углекислого газа (CO_2)

Впервые в мировой практике совместную закачку CO_2 при процессах ВГВ представила американская компания UNOCAL (Рис. 8). Данный способ закачки также является гибридным. Суть его заключается в том, что в течение некоторого времени в пласт закачивается CO_2 , после чего следует ряд циклических процессов ВГВ в соотношении 1:1. Преимуществом данного вида воздействия является положительный эффект от ВГВ, а также эффект непрерывной закачки CO_2 в пласт. Ряд исследований на месторождении Доллархайд, США, показал, что оторочка CO_2 сама по себе улучшает добычу нефти, при этом совместная закачка CO_2 и водогазовой смеси также имеет положительный эффект. Был также сделан вывод о том, что общий КИН при совместном процессе увеличивается лишь на 0,7%, чем в случае закачки одной оторочки CO_2 . В сравнении со стационарным ВГВ гибридная закачка агентов не превзошла по эффективности процесс ВГВ, так как итоговый КИН при нагнетании в пласт CO_2 был на 1,2% ниже [2].

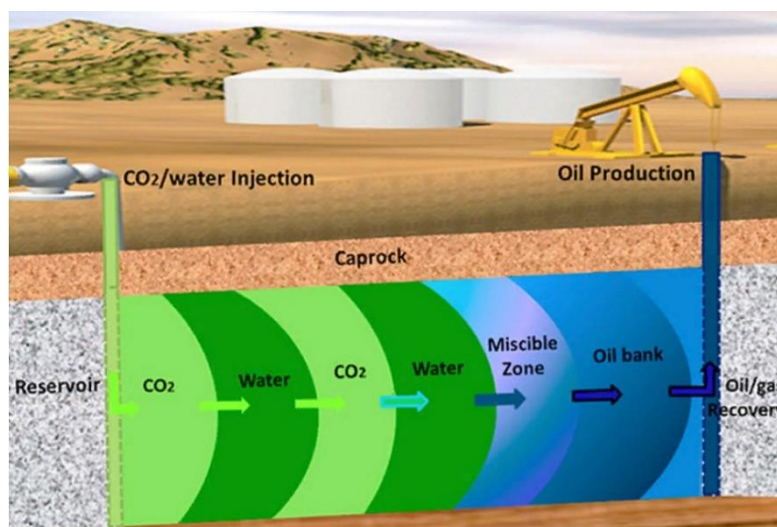


Рисунок 8 – Принцип закачки оторочек CO_2 в пласт

В 1992 году компания Shell разработала эмпирическую модель для получения максимального КИН при использовании технологии закачки CO_2 . Процесс состоял в следующем: от четырех до шести лет в пласт непрерывно закачивался CO_2 , после чего следовало нагнетание водогазовой смеси. Первые

результаты показали увеличение удельного веса углеводородного газа и нефти, а также снижение добычи CO_2 . Поскольку исследования еще продолжаются, количественные данные не приводятся.

1.2 Основные геолого-физические критерии применимости ВГВ

- Глубина залегания пласта и пластовое давление. Рекомендуемые значения пластового давления для успешного проведения процессов ВГВ должны быть в диапазоне от 15-18 МПа. Соответственно, глубина залегания пласта должна составлять не менее 1500-1800 м [1]. Вышеуказанные условия необходимы для успешного проведения смешивающегося вытеснения. При проведении процесса несмешивающегося вытеснения глубина залегания, а также пластовое давление не оказывают влияние на эффективность воздействия.

- Вязкость нефти. При применении несмешивающегося вытеснения вязкость пластовой нефти должна быть в диапазоне 5-10 мПа•с. При этом содержание асфальто-смолистых соединений не должно превышать 10%. Однако, при воздействии на пласт с помощью смешивающегося вытеснения вязкость нефти может изменяться в пределах от 10 до 100 мПа•с [4].

- Пластовая температура. При применении несмешивающегося ВГВ на месторождениях легких нефтей температура пласта может достигать в 100°C. Для месторождений вязких нефтей необходима, во-первых: закачка горячей воды с температурой от 50 до 70°C; во-вторых: пластовая температура от 30°C [4].

- Толщина пласта в случае применения ВГВ в пологих залежах может колебаться в пределах от 2 до 20 м. В тонких пластах процесс эффективен вследствие охвата пласта вытеснением по всей толщине. В пластах большой толщины процесс эффективен за счет вытеснения нефти из верхней части пласта, которая не вырабатывается при классическом заводнении. Толщина данной зоны может достигать нескольких метров. В то же время, при закачке

газа после нагнетания в пласт воды происходит фильтрации флюида по невыработанной зоне вследствие сегрегации газа [1].

При вертикальном вытеснении и использовании действия гравитационных сил толщина пласта не ограничивается.

- Неоднородность коллектора. Как правило, неоднородность коллектора является неблагоприятным фактором для разработки залежи, однако при использовании метода ВГВ неоднородность пласта имеет положительное влияние. Несмотря на то, что для разных способов адаптации метода влияние неоднородности колеблется, можно смело утверждать, что она практически всегда благоприятно отображается на процессе. Наиболее существенно ее влияние при последовательной закачке газа и воды и несколько сглаживается при совместной или попеременной (малыми порциями: 5% и менее от нефтенасыщенного порового объема пласта). Высокая неоднородность, и особенно трещиноватость, при больших размерах блоков снижают эффективность метода, так как способствуют ранним порывам вытесняющих жидкостей и газов к эксплуатационным скважинам [4].

- Проницаемость коллектора. Значения проницаемости нефтесодержащих пород имеют широкий диапазон в зависимости от того, какой способ ВГВ применяется на месторождении и какие конкретные условия распределения проницаемости и насыщенности имеются. В тех случаях, когда производится закачка газа в чистом виде, проницаемость коллектора может варьироваться от 0,005 до 0,1 мкм² – в данных условиях процесс вытеснения будет проходить наиболее эффективно [4]. При этом, проницаемость может быть еще меньше – в зависимости от того, насколько близок процесс вытеснения газом нефти к полностью смешивающемуся. При закачке газожидкостной смеси проницаемость также имеет достаточно широкий диапазон, хоть и меньший, чем при попеременной закачке – от 0,02 до 0,8 мкм².

- Минералогический состав пород. В зависимости от агентов вытеснения при ВГВ минералогический состав пород может варьироваться.

Например, при закачке углеводородного газа в качестве газовой фазы необходимо, чтобы пласт слагали теригенные либо карбонатные породы, так как в этих условиях закачиваемый газ никак не взаимодействует с породой. В случае закачки в пласт CO_2 в качестве газового агента пласт-коллектор не должен состоять из карбонатных пород (известняки, доломиты) или из обломочных пород с большим содержанием карбонатного цемента, так как в таком случае может произойти взаимодействие газа и породы, что может привести к отрицательным результатам [4]. Также стоит обратить внимание на содержание в пласте набухающих глинистых отложений (монтмориллонита), так как эффективность ВГВ может заметно ухудшиться, особенно при нагнетании в пласт пресной воды.

- Наличие непроницаемой покрышки. Пласт должен обладать практически не проницаемой покрышкой, так как при закачке агентов может произойти образование трещин разрыва, а также возможны перетоки газа в другие горизонты [4].

- Наличие водонефтяной зоны. Обширные водонефтяные зоны, а также подошвенные воды благоприятно влияют на применение метода, так как в таком случае происходит сегрегация газа в верхнюю часть пласта, что положительно влияет на процесс вытеснения нефти.

1.3 Технологические и технико-экономические критерии применимости ВГВ

При выборе объекта для применения ВГВ компании, как правило, руководствуются не только вышеуказанными критериями. Для успешного применения новой технологии необходимо также учитывать и технологические и технико-экономические критерии. Как правило, имеет смысл проводить данное мероприятие на уже эксплуатирующихся и обустроенных месторождениях. Это связано, в первую очередь, с тем, что изначальный проект разработки данного объекта предполагает добычу нефти с использованием систем заводнения и ППД. При внедрении ВГВ приходится

решать задачу использования и возможной модернизации уже имеющихся систем, обустроенных по начальному проекту разработки.

Также одним из препятствий на пути к реализации ВГВ на месторождениях является необходимость в переделывании оборудования и устройства как нагнетательных, так и добывающих скважин. Связано это с тем, что для использования способа возрастает давление в трубопроводах и на устьях скважин. Соответственно, возникают повышенные требования как к герметичности, так и к давлению на устье нагнетательных и эксплуатационных скважин. Так как при введении ВГВ на объекте газовый фактор повышается и может достигать $1500\text{--}2000 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а давление на устье способно повыситься до 14 МПа, то при выборе объекта стоит рассматривать только те скважины, для которых возможен газлифтный способ добычи по проекту разработки.

Зачастую при добыче нефти на некоторых месторождениях могут наблюдаться такие осложнения, как короткий безводный период – соответственно, быстрые прорывы воды к забоям добывающих скважин. Также к осложнениям относятся падение дебитов, гидратообразование и выпадение парафинов в стволах скважин. Именно для таких месторождений может применяться метод ВГВ, так как он позволяет повысить КИН, а также исключить возникновение ряда осложнений, например, выпадение парафинов [1].

Также стоит отметить важность системы разработки. Приоритетом для внедрения новой технологии является внутриконтурное заводнение пласта с рядной или площадной системой. Плотность сетки скважин, а соответственно, и их расположение рекомендуется как при стационарном заводнении.

Наличие доступных и дешевых источников попутного нефтяного газа и ШФЛУ также является приоритетным аспектом при выборе объекта для применения ВГВ. Связано это с тем, что для закачки в пласт необходимо большое количество углеводородного газа, но не все месторождения обладают

такими ресурсами. Сооружение трубопроводов для транспорта газа с других объектов требует больших капитальных вложений. Однако если объект характеризуется большими избыточными объемами углеводородного газа, имеет проблемы с его утилизацией, а также если вблизи месторождения есть газоперерабатывающий завод – главный источник ШФЛУ, то данные объекты являются наиболее приоритетными для внедрения технологии водогазового воздействия.

Предпочтительна ранняя стадия разработки месторождения для применения ВГВ. Однако, следует отметить, что ВГВ является одним из немногих методов, позволяющих повысить конечную нефтеотдачу из уже заводненных пластов с худшими экономическими показателями по сравнению с осуществлением процесса на ранней стадии разработки [4].

Таким образом, при обосновании выбора объекта ВГВ необходимо учитывать следующие критерии:

- благоприятные геолого-физические параметры залежи;
- наличие попутного газа или дешевых источников газоснабжения;
- наличие добывающих скважин, построенных по проекту, обеспечивающему высокую герметичность при высоких газовых факторах;
- учет специфических для заводнения осложнений, которые могут быть устранены описанными методами ВГВ (низкая проницаемость пласта, прорывы воды по трещинам);
- положительные технико-экономические показатели водогазового воздействия, допускающие возможность конкуренции с заводнением [1].

1.4 Отечественный и зарубежный опыт применения ВГВ

К идее технологии водогазового способа воздействия на пласт пришли постепенно. География экспериментов по нагнетанию в

продуктивный горизонт довольно обширна. Далее будут рассмотрены наиболее масштабные примеры реализации технологии различными способами и изменение основных характеристик фильтрационных потоков с водогазовой смесью, возникающих в режимах вытеснения нефти [5].

Введенская площадь

Самый первый отечественный опыт применения ВГВ был реализован именно на этом объекте в 1959 году. При этом, газожидкостная смесь использовалась в качестве автономного агента, а не как средство для улучшения площади вытеснения газом или водой.

Наиболее важной проблемой объекта являлся прорыв вытесняющего агента к забоям добывающих скважин по уже промытым водой зонам пласта. Соответственно, решение этой проблемы необходимо было добиться в ходе эксперимента. Также целью опыта было увеличение коэффициента извлечения нефти. Именно для этого в пласт закачивалась газожидкостная смесь, которая, благодаря содержанию в ней пузырьков газа, была способна разрушать пленку нефти и вытеснять ее в водную среду из наиболее гидрофобных участков породы-коллектора.

Самотлорское месторождение

Одним из крупнейших опытов по применению ВГВ на территории современной России является опыт на Самотлорском месторождении. Технология закачки была попеременной, то есть в течение некоторого времени в пласт под высоким давлением вводился попутный углеводородный газ, а затем в пласт нагнеталась вода. Перед проведением эксперимента на объекте наблюдалось падение дебитов добывающих скважин. После того, как на залежь произвели водогазовое воздействие дебиты многих скважин резко возросли, а некоторые даже начали фонтанировать. Также уменьшился показатель обводненности продукции. Результаты опыта по оценкам экспертов считались успешными по сравнению со стационарным

заводнением. Руководство пришло к выводу о том, что существующая система ППД требует модернизацию для дальнейшей реализации ВГВ на пласты. Опыты показали, что эффективность ВГВ зависит от охвата пласта заводнением. Для того, чтобы увеличить этот показатель, было предложено изменить объемы закачиваемого газа и воды, соответственно, и изменить соотношение этих агентов, увеличить давление закачки агентов в пласт. Также были предложены технологии, которые позволили бы интенсификацию притока к добывающим скважинам, слабо реагировавших на ВГВ, а также водоизоляционные работы.

В 1984 году началась практическая реализация метода ВГВ на Самотлорском месторождении, в результате чего прирост нефтеотдачи составил около 7 %, а темпы разработки возросли почти в три раза [5].

Водогазовое воздействие в условиях месторождений Западной Сибири рассмотрено в работах [32, 46]. В режиме ограниченной смесимости происходит массообмен между жидкой и газовой фазой. При обусловленных термодинамических условиях режим ограниченной растворимости возможно перейдет в режим смешивающегося вытеснения. Коэффициент вытеснения практически не зависит от природы горной породы и близок к 1 и во многом зависит от состава нагнетаемого газа. С обогащением газа компонентами C_2 он постепенно возрастает до предельного значения, соответствующего смешивающемуся вытеснению [5].

Битковское месторождение

Первые опыты по внедрению ВГВ на данном месторождении были начаты в 1972 году. По предварительным оценкам эффектом от применения новой технологии должно было стать увеличение КИН на 16%, что являлось причиной применения данного метода.

Данный объект характеризовался низким фильтрационно-емкостными свойствами породы-коллектора, сложностью геологического строения, а также существенной неоднородностью. Также к учитываемым параметрам

относились пластовое давление, равное 27 МПа; давление насыщения – 18-22 МПа; открытая пористость – 0,1; глубина залегания – 1550 м; пластовая температура, равная 55°C; вязкость нефти – $1,96 \cdot 10^{-6}$ м²/с; газовый фактор – 130 м/т. При внедрении метода пластовое давление уже понизилось до 10 МПа [5].

Результаты исследований показали, что содержание воды в газожидкостной смеси должно быть в диапазоне от 20 до 30%, так как именно при таком содержании КИН достигает 27%.

По окончании внедрения новой технологии были сделаны выводы о том, что эксперимент по внедрению ВГВ имеет положительный эффект. Газовый фактор стал ниже, темпы падения пластового давления стали медленнее. Среднесуточный дебит нефти выравнился, а отбор нефти и газа увеличился. Единственным выявленным минусом являлось то, что обводненность продукции некоторых скважин стала резко расти.

Итогами эксперимента являлась дополнительная накопленная добыча нефти, равная 750 тыс. т.

Федоровское месторождение

В Западной Сибири одними из первооткрывателей метода ВГВ являлась компания «Сургутнефть», которая внедрила этот способ воздействия на пласт на одном из своих объектов. По совокупности характеристик данный объект отлично подходил для использования совместной закачки агентов. Он имел глубину залегания 2200 м, пластовое давление, равное 22 МПа, давление насыщения – 15,3 МПа, температуру пласта – 67,5 °С, проницаемость – 0,2 мкм², а также вязкость нефти в 1,11 мПа•с [5].

Также немаловажным аспектом внедрения метода являлось наличие на месторождении газонасыщенного пласта. К тому же, данный пласт был высоконапорным, что дало возможность использовать способ бескомпрессорной закачки агентов в пласт за счет энергии газовой залежи.

Для проведения опытов были выбраны два ОПУ. Один из объектов имел высоконапорную газовую шапку, а второй характеризовался существенной неоднородностью породы-коллектора. Перед проведением закачки в ходе лабораторных исследований было установлено, что в пласт будет закачиваться газожидкостная смесь, а ее приготовление будет происходить в специальных емкостях, расположенных на небольшом расстоянии от скважин. При этом расчетная скорость ГЖС должна была составлять 0,15 м/с, смесь должна была оставаться однородной на всем промежутке воздействия. Расчетный газовый фактор составлял 110 м³/м³. Работаящая мощность пласта, по результатам исследований, должна была сократиться.

Опытно-промышленные работы начались в 1975 году, а закончились в 1977. За этот небольшой промежуток времени в пласт было закачено 121 тыс. м³ воды и 1,65 млн м³ углеводородного газа. В ходе работ было установлено, что при применении данного метода профиль приемистости нагнетательных скважин увеличивается, а в призабойной зоне наблюдается улучшение фильтрационно-емкостных свойств.

Конечно, по результатам эксперимента были выявлены и отрицательные моменты. Одним из главных минусов данной технологии было отсутствие надежного в эксплуатации оборудования, взаимодействующего с газожидкостной смесью. Образование гидратов в стволе нагнетательных скважин в процессе закачки ГЖС также являлось выявленным минусом. Двух лет эксперимента не хватило для того, чтобы установить некоторые технологические параметры ВГВ. Также не было выяснено, каким образом должен производиться расчет газоводяного фактора для каждого из пластов.

Месторождения Советское и Вахское

На этих двух объектах в малом объеме проводились опытно-промышленные работы в промежутке с 1992 по 1993 год. Объекты находятся на севере Томской области.

Перед проведением испытаний на Советском месторождении методом расчетов было установлено, что применение водогазового воздействия принесет положительный эффект в виде увеличения КИН в 2 раза. Стоит отметить, что испытываемый пласт залегал на глубине 1650 м, обладал значительной неоднородностью, а проницаемость составляла 50 мДа. Водогазовая смесь с помощью струйных аппаратов готовилась непосредственно над забоем нагнетательной скважины. Результатами ОПР являлись 4 тыс. т. дополнительно добытой нефти, а также снижение обводненности на 10%.

На Вахском месторождении недропользователи столкнулись с проблемой эксплуатации оборудования ВГВ в зимнее время. Однако, несмотря на трудности, за полгода испытаний удалось дополнительно добыть 4,7 тыс. т. нефти из 9 добывающих скважин. Закачка ВГС производилась в 2-х нагнетательных скважинах.

Месторождение Бати-Раман (Турция)

Основной проблемой данного объекта был очень низкий КИН при природном режиме эксплуатации – всего 1,5%. Недропользователем было решено внедрить систему попеременной закачки воды и углекислого газа для осуществления в пласте режима несмешивающегося вытеснения. Сначала были проведены численные исследования, которые показали высокую эффективность применения новой технологии. По итогу, закачка углекислого газа была произведена на 18 скважинах участка. При этом, объем закачиваемого в пласт газа составлял 624 тыс. м³/сут, затем этот объем увеличили. Первые двое суток после начала воздействия из скважин поступал лишь углеводородный газ, однако после этого пошла нефть. По данным недропользователей добыча нефти увеличилась в 5 раз [5].

Месторождение Сири (шельф датского сектора Северного моря)

Для внедрения новой технологии воздействия на пласт был выбран объект со слабо отдающей структурой, мощность которого составляла не более 25 метров. При этом, закачка ГЖС началась спустя полгода с начала эксплуатации объекта. На тот момент постоянная добыча нефти равнялась 8000 м³/сут. Результат опытов по воздействию превзошел ожидания недропользователя, так как произошло полное замещение выработанного пространства, а производительность скважин осталась неизменной [5].

Обобщая вышесказанное, можно сделать вывод о том, что технология ВГВ имеет распространение по всему миру, и зачастую, ее применение несет положительный эффект при соблюдении всех необходимых критериев.

2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ

В данной главе будет проведен анализ современного оборудования для реализации ВГВ на месторождениях, возможные варианты реализации нового оборудования для решения текущих технологических проблем, а также анализ эффективности применения данной технологии в условиях реального месторождения.

2.1 Преимущества и недостатки известного оборудования, применяемого при ВГВ

Как уже было сказано ранее, по способу нагнетания агентов в нефтеносный пласт ВГВ подразделяется на попеременную и совместную закачку. Несмотря на большие различия между двумя этими технологиям, они обе требуют наличия специального оборудования на объектах. Именно о них и пойдет речь далее.

Компрессорная технология закачки агентов в пласт

Данный способ воздействия на пласт осуществляется путем закачки в пласт на протяжении продолжительного времени газа, а затем воды. При этом требует наличия компрессоров высокого давления – от 2 до 10 компрессоров для одной станции.

В мировой практике данная технология является наиболее распространенной, однако обладает, при этом, наибольшим количеством недостатков. В первую очередь, этот процесс наиболее капиталоемкий, так как для его реализации необходимо наличие компрессорной станции высокого давления, а стоимость лишь одного компрессора может достигать нескольких миллионов долларов США. Также больших капитальных вложений требует оборудование месторождения газопроводами высокого давления для перекачки газа, давление в которых может достигать до 40 МПа и выше. Вторым немаловажным фактором, препятствующим реализации данного

способа, является частое обслуживание и ремонт данного оборудования, в частности компрессоров, что мешает эффективной реализации ВГВ. Одним из ключевых минусов компрессорного оборудования является ограничение по составу закачиваемого газа. То есть, при эксплуатации компрессоров содержание жидких газов не должно превышать 5%, а при данном давлении это все углеводороды выше C_3 , что отрицательно влияет на КИН при применении ВГВ. Таким образом, внедрение компрессорной технологии закачки агентов имеет смысл лишь больших разрабатываемых участках, где капитальные вложения не будут являться проблемой для нефтегазовой компании [3].

Бескомпрессорная технология закачки агентов в пласт

Данная технология подразумевает закачку газа в пласт под собственным природным напором. То есть при добыче газа из отдельных газовых пластов или высоконапорных газовых шапок газ должен поступать в нагнетательную скважину. Однако, зачастую давление на устье газовых скважин не превышает 12 МПа, и газ все равно приходится дожимать с помощью насосных станций. Плюс ко всему, доступ к высоконапорным газовым пластам или газовым шапкам не всегда присутствует в условиях конкретного месторождения.

Общим недостатком попеременной закачки газа и воды в пласт является уменьшение относительной фазовой проницаемости по воде в прискваженной зоне пласта, так как в данной зоне происходит перенасыщение породы.

Бустерные насосы плунжерного типа

Для того, чтобы успешно применить данную технологию на месторождении необходимо, чтобы давление газа на приеме насоса достигало не менее 10 МПа из-за того, что степень сжатия насосом составляет не более 4 единиц. Соответственно, если на объекте отсутствуют природные источники

газа высокого напора, то необходимо использовать компрессорные установки для придания газу нужного давления. Помимо этого, снижается коэффициент заполнения рабочей камеры насоса вследствие большой сжимаемости газовой фазы. Это приводит к ухудшению производительности установки. Конечно, нивелировать этот момент можно установкой оборудования больших размеров, однако в таком случае капитальные затраты сильно увеличиваются. Плюс ко всему, из-за того, что вся система работает под высоким давлением, ее межремонтный период сильно сокращается [3].



Рисунок 9 – Насосно-бустерная установка

Эжекторные системы совместной закачки воды и газа

Данная технология применяется совместно со струйными аппаратами, которые могут быть расположены как на поверхности, так и над забоем нагнетательной скважины. В связи с тем, что давление, создаваемое струйными аппаратами, не имеет высоких значений, при этом они позволяют добиться однородности газожидкостной смеси, применение таких систем очень ограничено. Связано это также и с тем, что при расположении струйных

аппаратов над забоем скважины, регулирование его работы невозможно без поднятия устройства на поверхность.

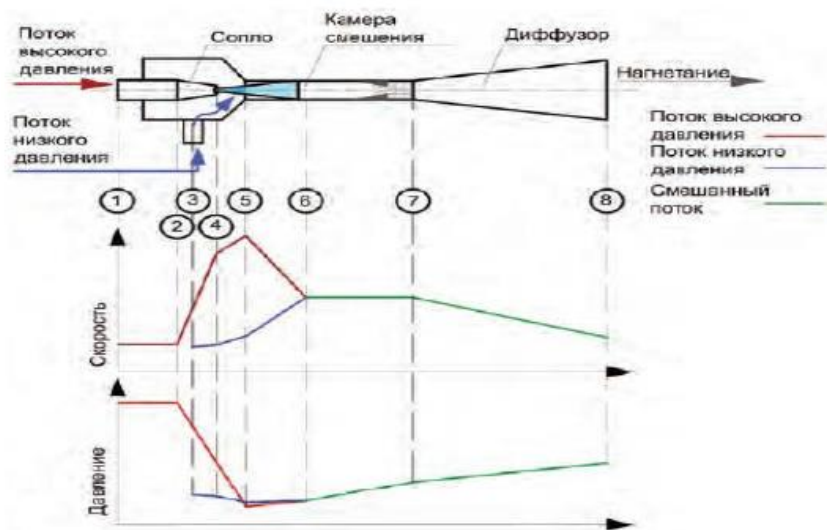


Рисунок 10 – Схема эжектора и принцип его действия

Общим достоинством совместной закачки агентов в пласт является постоянство проницаемости пласта в околоскважинной зоне [3].

2.2 Насосно-эжекторные системы как эффективное технологическое решение

Насосно-эжекторные системы являются одними из наиболее перспективных и современных технологий для применения ВГВ на месторождениях нефти. Однако, у данной технологии также есть один существенный минус. Использование данной системы возможно лишь на небольшом по размерам ОПУ, так как для функционирования данной насосно-эжекторной системы необходимо большие объемы углеводородного газа. Как уже говорилось ранее, не все месторождения обладают большими ресурсами этого важного агента. Использование газа из газовой шапки залежи неминуемо приведет к уменьшению пластового давления, что пагубно повлияет на дальнейшую закачку ВГС в пласт. Это говорит о том, что главным препятствием для использования технологии водогазового воздействия, позволяющей не только повысить КИН, но и утилизировать попутный нефтяной газ, является несовершенство существующих технологий. Вот,

почему разработка нового оборудования, которое было бы надежнее и проще в обслуживании является приоритетной целью отечественной нефтегазовой отрасли.

Одной из перспективных модификаций насосно-эжекторной системы является система, которая позволит готовить ГЖС на поверхности, а закачка этой смеси в пласт будет осуществляться в широком диапазоне расходов и давлений (Рис. 11). Все это возможно благодаря оборудованию, которое отлично подходит для эксплуатации в условиях российских месторождений благодаря своей простоте в обслуживании и хорошей надежности [6].

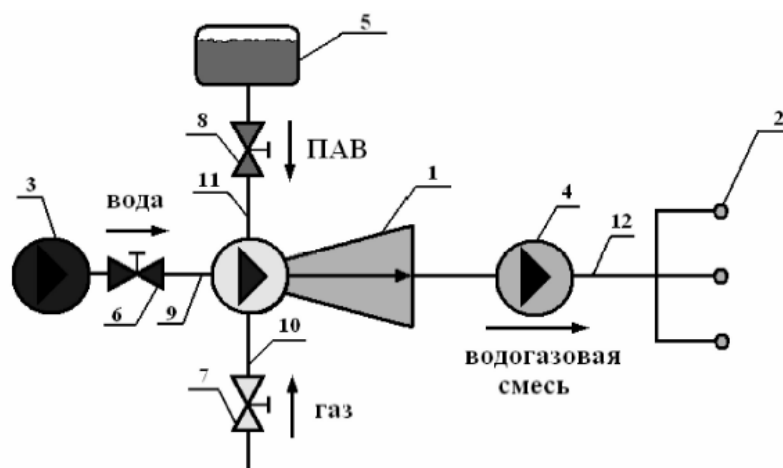


Рисунок 11 – Принципиальная схема реализации насосно-эжекторной технологии ВГВ: 1 - эжектор; 2 - нагнетательные скважины; 3 и 4 - насосы; 5 - емкость с ПАВ; 6, 7 и 8 - регулируемые задвижки; 9 - линия нагнетания воды; 10 - газовая линия; 11 - линия подачи ПАВ; 12 - линия закачки водогазовой смеси [6]

Технология закачки агентов при применении данной системы такова: в рабочее сопло эжектора силовым насосом подается вода под давлением, вследствие высокой скорости воды на входе в сопло создается разрежение в приемной камере эжектора. Параллельно с этим в эжектор поступает газ с линии подачи газа. Также в камеру поступают ПАВ, которые служат для образования пены. Далее эти три потока смешиваются и на выходе из эжектора получается газожидкостная смесь. При этом, на данном этапе смесь уже имеет

повышенное давление. Однако, данного давления все еще недостаточно для закачки в пласт. Для того, чтобы придать ГЖС большее давление, необходимое для закачки в нагнетательные скважины, после эжектора устанавливаются многоступенчатые центробежные или лопастные насосы. К тому же, благодаря своей мультифазной модификации они могут работать вне зависимости от газосодержания смеси. С помощью данных насосов водогазовой смеси придается необходимое для закачки в пласт давление.

Как правило, водогазовая смесь представляет из себя жидкость, в которой сосредоточено огромное количество пузырьков газа, размер которых на выходе из проточной части многоступенчатого ЭЦН составляет около 15 мкм после прохождения нескольких десятков ступеней (Рис. 12). Конечно, можно добиться и более маленьких размеров пузырьков – все зависит от того, какое количество ступеней установлено в самом насосе [6].

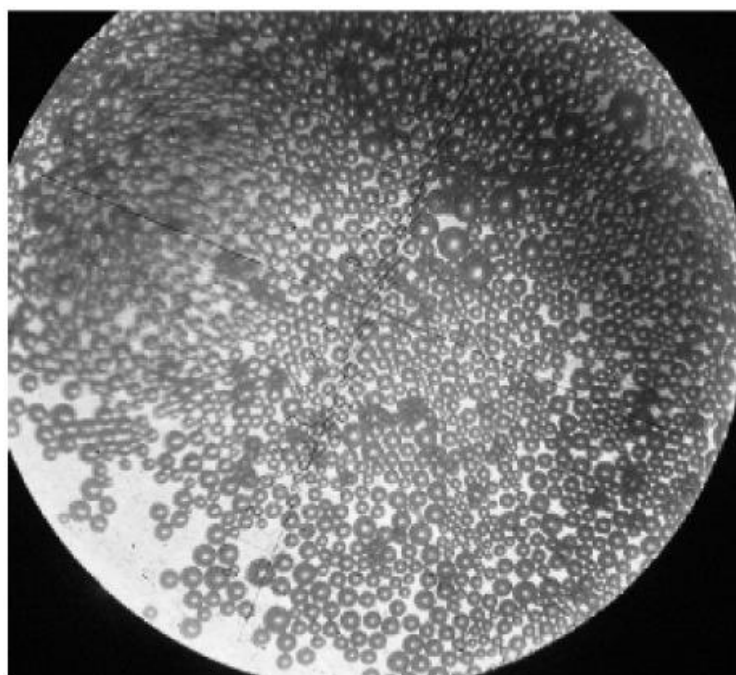


Рисунок 12 – Структура газожидкостной смеси [3]

Главным преимуществом описываемой технологии является то, что с ее помощью может создаваться устойчивая мелкодисперсная газожидкостная смесь. Как правило, водогазовая смесь, в которую не были добавлены пенообразующие ПАВ, стабильна в небольшом диапазоне давлений и

температур. Плюс ко всему, спустя некоторое время такая смесь и вовсе расслаивается, увеличивая тем самым гидравлические сопротивления как в водопроводах, так и в самих нагнетательных скважинах, что может являться причиной неэффективности метода ВГВ. Именно поэтому в предлагаемой системе происходит добавление пенообразующих ПАВ в ГЖС, что не приводит к расслоению благодаря удержанию пузырьков свободного газа в воде в стабильном состоянии.

Еще одним плюсом рассматриваемой насосно-эжекторной системы является то, что при внедрении данной технологии существующее обустройство системы ППД остается без изменений. Соответственно, недропользователю нет необходимости в строительстве высоконапорных газопроводов. Строительство нагнетательных скважин, способных выдерживать высокие давления на устье, ведущее за собой усложнение конструкции, также не требуется [6].

При использовании модернизированной насосно-эжекторной системы не требуется высокое давления нагнетания в сравнении с использованием компрессоров при закачке углеводородного газа. К тому же, в данном случае давление нагнетания ВГС в много раз больше, чем при использовании текущих эжекторных и насосно-бустерных систем. Еще одним плюсом описываемой технологии является решение проблемы образования гидратовых пробок в стволе нагнетательной скважины. К тому же, применение модифицированных насосно-эжекторных систем позволит поддерживать не только пластовое давление, но и температуру внутри пласта.

2.3 Анализ эффективности ВГВ на Новогоднем месторождении

Исходя из ранее описанного опыта отечественных и зарубежных компаний, можно говорить о том, что применение водогазового воздействия имеет свои плюсы и минусы, но не стоит забывать, что в большинстве случаев рассмотренные эксперименты по внедрению ВГВ происходили в прошлом веке. Вследствие отсутствия нужных технологий, недропользователи не могли

точно описать и предсказать эффективность данного способа по улучшению нефтеотдачи.

Именно поэтому для анализа взят недавний опыт применения ВГВ на Новогоднем месторождении. Ведь в условиях Западной Сибири эта технология является одной из многообещающих благодаря двум ключевым факторам: наличие значительных ресурсов углеводородного газа, как ПНГ, так и природного, а также геолого-физические параметры объектов (существенные неоднородности и малая проницаемость). Наличие этих двух факторов говорит о том, что внедрение метода ВГВ должно существенно повысить нефтеотдачу пластов. Стоит сразу сказать, что даже в современных условиях, имея многие технологии для моделирования, расчет эффективности воздействия на пласт может не иметь положительного результата.

Далее рассмотрены результаты исследований по оценке эффективности водогазового воздействия и выбора этапа разработки для использования данного метода нефтеотдачи применительно к нефти пласта ЮВ₁¹ Новогоднего месторождения, а также проведен анализ влияния соотношения давления насыщения и пластового давления на применение ВГВ [7].

Для внедрения технологии был выбран пласт ЮВ₁¹, являвшийся основным объектом разработки месторождения и на который приходилось 55,2 % геологических запасов нефти. Он прекрасно подходил для внедрения метода, так как его пористость составляла 0,16, проницаемость – 0,025 мкм², пластовая температура – 91°С, а начальное пластовое давление было равно 26 МПа. Было решено применять последовательную закачку воды и газа на двух участках пласта ЮВ₁¹, при этом к тому моменту, когда на пласт происходило водогазовое воздействие, обводненность продукции уже была около 80-90%. Опытно-промышленные работы проводились с ноября 2006 по ноябрь 2007 года и, к сожалению, не принесли ожидаемого эффекта. Связано это было с тем, что к началу закачки агентов, произошло распределение пластового давления [7].

Существует несколько причин, вследствие которых применение водогазового воздействия на объекте не привело к положительному эффекту. Во-первых, на момент закачки воды и газа объект находился на поздней стадии разработки, и обводненность продукции составляла 90 %. Во-вторых, реализация метода проводилась без учета давления насыщения, которое было равно пластовому давлению. В соответствии с этим с помощью программного комплекса Tempest были смоделированы несколько гидродинамических процессов, благодаря которым появилась возможность выявить закономерности влияния давления насыщения на процесс ВГВ. Было рассмотрено два случая: первый – давление насыщения ниже пластового (12 МПа), второй – давление насыщения равно пластовому давлению, а значит весь газ растворен в нефти (давление 26 МПа). Для анализа на однородной модели были рассчитаны несколько вариантов с различным соотношением закачки воды и газа как по времени, так и по объему (Рису.13). Период расчета составил 10 лет [7].

№	Вариант	Соотношение количества дней	Соотношение приемистости вода / газ	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Время работы :
1	насыщенный пласт	60/60	400-200	29,60	9 месяцев
2	насыщенный пласт	60/60	400-100	24,99	1 год 1 мес.
3	насыщенный пласт	90/30	400-200	27,21	1 год 1 мес.
4	насыщенный пласт	90/30	400-100	29,30	2 года 10 мес.
5	насыщенный пласт	105/15	400-100	32,23	3 года 6 мес.
№	Вариант	Соотношение количества дней	Соотношение приемистости вода / газ	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Время работы :
1	недонасыщенный пласт	60/60	400-200	55,39	2 года
2	недонасыщенный пласт	60/60	400-100	56,14	2 года
3	недонасыщенный пласт	90/30	400-200	63,99	4 года
4	недонасыщенный пласт	90/30	400-100	75,11	9 лет
5	недонасыщенный пласт	105/15	400-200	75,21	9 лет
6	недонасыщенный пласт	105/15	400-80	72,42	10 лет

Рисунок 13 – Варианты расчета моделей

Для дальнейшей работы были выбраны наиболее оптимальные варианты: соотношение количества дней закачки воды и газа – 90/30, соотношение приемистости воды и газа – 400/100 м³/сут.

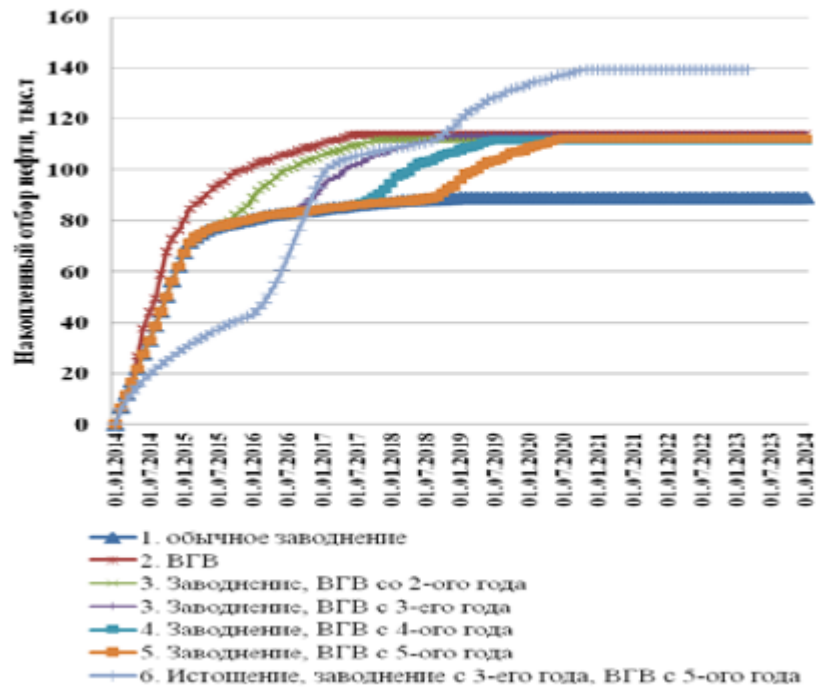


Рисунок 14 – Графики накопленной добычи с применением заводнения и водогазового воздействия при давлении насыщения ниже пластового [7]

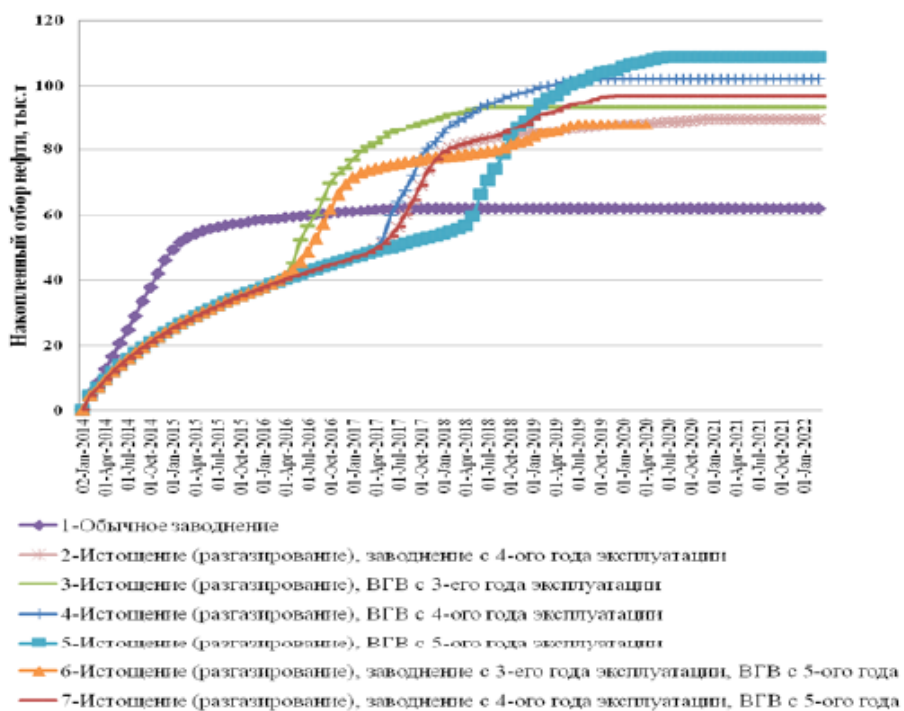


Рисунок 15 – Графики накопленной добычи с применением заводнения и водогазового воздействия при давлении насыщения равном пластовому [7]

Из рисунка 14 видно, что при заводнении мы получили такой же накопленный отбор, что при ВГВ на пласт с начала освоения, а дальнейшее применение ВГВ способствует увеличению накопленного отбора ещё на дополнительные 20 тыс.т. нефти. Такие показатели можно объяснить тем, что при естественном режиме в работу вовлекаются зоны нефтеносного пласта, которые при заводнении не вовлекались бы в разработку. Дальнейшее применение заводнения способствует к увеличению коэффициента охвата разрабатываемого пласта. С применением технологии ВГВ после заводнения, происходит увеличение коэффициента вытеснения, и в разработку начинают вовлекаться плохо проницаемые коллектора, что увеличивает накопленный отбор еще на 15%.

Из рисунка 15 видно, что применение водогазового воздействия было бы эффективнее для объекта ЮВ11 на 35% по сравнению с заводнением, если бы оно применялось сразу же после эксплуатации месторождения на естественном режиме. Если смоделировать ситуацию разработки Новогоднего месторождения, это диаграммы 6 и 7, то можно увидеть, что применение ВГВ после заводнения может характеризоваться невысокой дополнительной добычей. Результат по накопленному отбору нефти будет тем выше, чем дольше пласт работает на естественном режиме. Данные варианты представлены на диаграммах 3, 4, 5.

Обобщая вышесказанное, можно сделать вывод о том, что недропользователям Западной Сибири, стоит обратить на метод ВГВ пристальное внимание при условии, что пластовое давление будет на порядок выше давления насыщения. Также ВГВ должно носить не локальный, а массовый характер, охватывая большую часть месторождения, что минимизирует затраты на применение этой технологии, так как компенсация произойдет за счет увеличения нефтеотдачи пласта, что приведет к высокой экономической рентабельности мероприятия [7].

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Масаренко Андрею Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость оборудования для проведения ВГВ, стоимость материалов, зарплата рабочим, обслуживание оборудования и операций по добычи нефти.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, норма расходов на закупку оборудования, нормы расходов инструментов и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 % Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения технологии ВГВ на месторождении
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Бюджет формируется исходя из эксплуатационных затрат на мероприятие ВГВ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности ВГВ

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Масаренко Андрей Юрьевич		

3 ОБОСНОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

3.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

Исходные данные для анализа влияния мероприятия на технико-экономические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Значения
1	Продолжительность технологического эффекта	лет	3
2	Стоимость одного мероприятия ВГВ.	тыс.руб.	1701,4
3	Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после внедрения новой технологии	т/сут	14,2
4	Кол-во скважин, на которых применяется ВГВ	ед	31
5	Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,9
6	Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	0,94
7	Себестоимость добычи нефти	руб/т	2995,4
9	Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	66
10	Ставка дисконта	%	15
11	Цена одной тонны нефти	руб	37725,32
12	Среднесписочная численность ППП	чел	5354
13	Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	8217,4
14	Годовая добыча нефти	тыс. т	12454,1

Для оценки экономической эффективности внедрения такой новой технологии, как ВГВ, необходимо знать следующие параметры его рентабельности, к которым в данной работе отнесем следующие:

1. Прирост дебита
2. Дисконтированный поток денежной наличности

3. Чистая текущая стоимость (NPV)

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_э \cdot N,$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

$T = 365$ – время работы скважины в течение года, сут.;

N – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q(q) = 14,2 \text{ т/сут} \cdot 365 \text{ сут} \cdot 0,94 \cdot 31 = 151032,62 \text{ тонн.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{Ч_{ППП}},$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел;

ΔQ – прирост добычи, т;

$Ц_n$ – цена одной тонны нефти, руб.

$Ч_{ППП}$ – среднесписочная численность ППП, чел.

12.05.2021 – дата, на которую рассчитана цена на нефть. Скриншот источника представлен на рисунке 16.

Для дальнейшего расчета необходимо перевести цену (69,39 долларов за баррель) в рубль за тонну. Для этого необходимо знать курс рубля по отношению к доллару. На рисунке 17 представлен курс доллара к рублю [9] на 12.05.2021, который составляет 74,1567 руб.

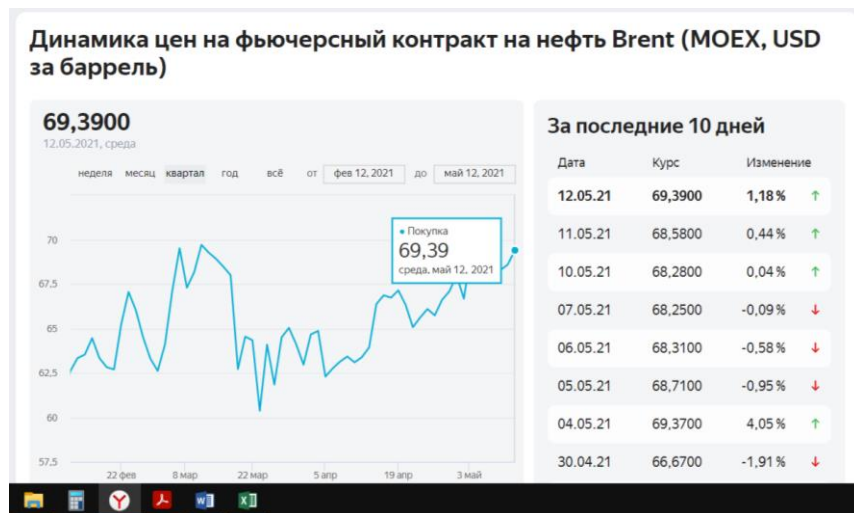


Рисунок 16 – Цена нефти Brent (в долларах за баррель) [8]

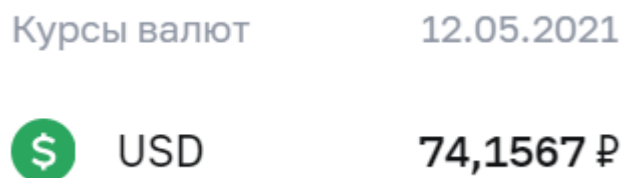


Рисунок 17 – Курс доллара к рублю

1 баррель нефти США = 0,1364 тонн.

69,39 долларов/баррель = $69,39 / 0,1364 \cdot 74,1567 = 37725,32$ руб/тонн

$\Delta ПТ = (151032,62 \text{ тонн} \cdot 37725,32 \text{ руб/тонн}) / 4154 = 691725,9$ руб/чел.

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{\text{отд}} = \frac{\Delta Q \cdot \Pi_{\text{н}}}{\Phi_{\text{опф}}}, \quad (3)$$

где $\Delta \Phi_{\text{отд}}$ – прирост фондоотдачи;

$\Phi_{\text{опф}}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$\Delta \Phi_{\text{отд}} = (151032,62 \text{ тонн} \cdot 37725,32 \text{ руб/тонн}) / 8217,4 \cdot 10^6 \text{ руб} = 0,69$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{\text{пост}} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (4)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти;

$Z_{\text{пост}}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$Z_{\text{пост}} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{\text{у/пер}}}{100}, \quad (5)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$Z_{\text{пост}} = 12454,1 \cdot 10^3 \text{ тонн} \cdot 2995,4 \frac{\text{руб}}{\text{тонн}} \cdot \frac{100\% - 66\%}{100\%} = 12,684 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

$$\Delta C = 12,684 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

$$\cdot \left(\frac{1}{12454,1 \cdot 10^3 \text{ тонн}} - \frac{1}{12454,1 \cdot 10^3 \text{ тонн} + 151032,62 \text{ тонн}} \right) \\ = 12,2 \text{ руб/тонн}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta \Pi_{\text{рп}} = \Delta Q_{\text{р}} \cdot (C_{\text{н}} - (C - \Delta C)), \quad (6)$$

где $\Delta \Pi_{\text{рп}}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

$\Delta Q_{\text{р}}$ – дополнительно реализованная нефть, т;

C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta \Pi_{\text{рп}} = 151032,62 \text{ тонн} \cdot (37725,32 \text{ руб/тонн} - 2995,4 \frac{\text{руб}}{\text{тонн}} + 12,2 \frac{\text{руб}}{\text{тонн}}) = 5247193,56 \text{ тыс. руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta \Pi_{\text{ч}} = \Delta \Pi_{\text{рп}} - N_{\text{пр}}, \quad (7)$$

где $N_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, руб.

В нормативном документе на 2018 год налог на прибыль организации компании составляет 20 процентов. Причем этот процент распределялся по бюджетам:

Такие ставки по налогу на прибыль по бюджетам применяются до 2021 года (п. 1 ст. 284 НК) [10].

$$H_{\text{пр}} = 5247193,56 \text{ тыс. руб} \cdot 0,2 = 1049438,7 \text{ тыс. руб};$$

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = 5247193,56 \text{ тыс. руб} - 1049438,7 \text{ тыс. руб} = 4197755 \text{ тыс. руб}.$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 4197755 тыс. рублей за год.

3.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (ΔQ_1).

Объём дополнительно добытой нефти – 151032,62 тонн/год.

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_{\text{э}} \cdot N, \quad (8)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут. Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_{\text{п}}), \quad (9)$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_{\text{п}}), \quad (10)$$

$$\Delta Q_2 = 151032,62 \cdot (1-0,9) = 15103,262 \text{ тонн/год};$$

$$\Delta Q_3 = 15103,262 \cdot (1-0,9) = 1510,326 \text{ тонн/год}.$$

Прирост выручки от реализации за t -й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_H, \quad (11)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t -м году, тонн;

Π_n – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 151032,62 \cdot 37725,32 = 5697753660 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_2 = 15103,262 \cdot 37725,32 = 569775366 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_3 = 1510,326 \cdot 37725,32 = 56977536,6 \text{ руб.};$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t -й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, \quad (12)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t -м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у.пер}}}{100}, \quad (13)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 151032,62 \cdot 2995,4 \cdot 66/100 = 298586052,6 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 15103,262 \cdot 2995,4 \cdot 66/100 = 29858605,26 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 1510,326 \cdot 2995,4 \cdot 66/100 = 2985860,526 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{им}} \cdot N_{\text{СКВ}}, \quad (14)$$

где $C_{\text{им}}$ – стоимость одного инновационного мероприятия, руб.;

$N_{\text{СКВ}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 1701,4 \cdot 31 = 52743400 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t -й год, составят:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп } 1} + Z_{\text{мер}} = 298586052,6 + 52743400 = 351329452,6 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп } 2} = 29858605,26 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{\text{доп } 3} = 2985860,526 \text{ руб.}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t -й год по формуле:

$$\Delta\Pi_{\text{н.обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (15)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t -м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 1} = 5697753660 - 351329452,6 = 5346424207 \text{ руб.};$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 2} = 569775366 - 29858605,26 = 539916760,7 \text{ руб.};$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 3} = 56977536,6 - 2985860,526 = 53991676,07 \text{ руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t -й год:

$$\Delta H_{\text{пр}} = \Delta\Pi_{\text{н.обл}} \cdot \frac{N_{\text{пр}}}{100}, \quad (16)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, % (взять ставку за 2018 год).

$$\Delta H_{\text{пр } 1} = 5346424207 \cdot 0,2 = 1069284841 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 2} = 539916760,7 \cdot 0,2 = 107983352,1 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 3} = 53991676,07 \cdot 0,2 = 10798335,21 \text{ руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - \Delta H_t = \Delta\Pi_{\text{н.обл}} - H_t, \quad (17)$$

$$\Delta ДП_1 = 5346424207 - 1069284841 = 4277139366 \text{ руб.};$$

$$\Delta ДП_2 = 539916760,7 - 107983352,1 = 431933408,6 \text{ руб.};$$

$$\Delta ДП_3 = 53991676,07 - 10798335,21 = 43193340,86 \text{ руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$\text{ПДН}_t = \Delta ДП_t - \text{КВ}_t, \quad (18)$$

$$\text{ПДН}_1 = \Delta ДП_1 = 4277139366 \text{ руб.};$$

$$\text{ПДН}_2 = \Delta ДП_2 = 431933408,6 \text{ руб.};$$

$$\text{ПДН}_3 = \Delta ДП_3 = 43193340,86 \text{ руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$\text{НПДН}_t = \sum \text{ПДН}_t, \quad (19)$$

$$\text{НПДН}_1 = \Delta\text{ДП}_1 = 4277139366 \text{ руб.};$$

$$\text{НПДН}_{1-2} = \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 = 4277139366 + 431933408,6 = 4709072774 \text{ руб.};$$

$$\text{НПДН}_{1-3} = \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 + \Delta\text{ДП}_3 = 4709072774 + 43193340,86 = 4752266115 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \frac{\Delta\text{ДП}_t}{(1+i)^t}, \quad (20)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$\text{ДПДН}_1 = 4277139366 / (1+0,15)^1 = 3719251622 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_2 = 431933408,6 / (1+0,15)^2 = 326603711,6 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_3 = 43193340,86 / (1+0,15)^3 = 28400322,75 \text{ руб.}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$\text{ЧТС}_t = \sum \text{ДПДН}_t, \quad (21)$$

$$\text{ЧТС}_1 = \text{ДПДН}_1 = 3719251622 \text{ руб.};$$

$$\text{ЧТС}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = 3719251622 + 326603711,6 = 4045855334 \text{ руб.};$$

$$\text{ЧТС}_3 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = 4045855334 + 28400322,75 = 4074255657 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения такой технологии, как ВГВ, представлены в виде таблицы

Таблица 2 – Показатели эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	151,03	15,1	1,51
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	5697753,66	569775,37	56977,54
Текущие затраты, тыс. руб.	351329,45	29858,61	2985,86

Прирост прибыли, тыс. руб.	5346424,21	539916,76	53991,68
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	1069284,84	107983,35	10798,34
Денежный поток, тыс. руб.	4277139,37	431933,41	43193,34
Поток денежной наличности, тыс. руб.	4277139,37	431933,41	43193,34
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	4277139,37	4709072,77	4752266,12
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	3719251,62	326603,71	28400,32
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	3719251,62	4045855,33	4074255,66

В данном разделе были рассчитаны приросты дебитов, дисконтированного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости (NPV). Исходя из вышеизложенных данных, можно понять, что добыча нефти значительно возрастает, а также прослеживается хорошая динамика роста экономических показателей. Соответственно, данное мероприятие является эффективным как в технологическом, так и в экономическом плане.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Масаренко Андрею Юрьевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ эффективности применения технологии гидравлического разрыва пласта на месторождениях Западной Сибири.	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объектом исследования данной работы является система водогазового воздействия на нефтяные пласты.</p> <p>Материалы и вещество: газожидкостная смесь, растворы ПАВ, химические реагенты.</p> <p>Рабочая зона: помещение вблизи оборудования для проведения ВГВ или непосредственно у устья скважины.</p> <p>Оборудование: насосно-компрессорные установки, трубопроводы, фонтанная арматура, электроустановки и трансформаторы.</p> <p>Область применения: фонд скважин, в которых требуется увлечение нефтеотдачи.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021);</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя;</p> <p>ГОСТ 22269-76 Система «Человек-машина»;</p> <p>ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ. Организация обучения безопасности труда;</p> <p>ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (1997);</p>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -превышение уровня шума и вибрации; -повышенная загазованность воздуха рабочей среды; -отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе; -утечка вредных веществ в атмосферу. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -движущиеся машины и механизмы; -напряжение электрического тока; -возможная утечка токсичных веществ.

3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выбросы вредных веществ в окружающую среду, пары нефти и газа.</p> <p>Литосфера: разлив жидкости при закачке в пласт, твердые отходы при ремонте оборудования.</p> <p>Гидросфера: загрязнение поверхностных и подземных вод.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС при проведении ВГВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> -ЧС природного характера -открытое фонтанирование нефти из скважины -прорывы нефтегазосборной сети -возгорание <p>Наиболее типичная ЧС: разлив нефти или выброс газа</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Масаренко Андрей Юрьевич		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данная часть работы предусматривает то, какие разделы социальной ответственности должны соблюдаться на производстве при применении такого метода улучшения нефтеотдачи, как ВГВ. К этим разделам относятся производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Оборудование, используемое при ВГВ имеет ряд технических особенностей, например, нахождение газожидкостной смеси под высоким давлением. Соответственно, соблюдение мер производственной безопасности при работе с таким оборудованием минимизирует риски возникновения ЧС. Однако даже при соблюдении всех необходимых мер существует вероятность того, что произойдет непредвиденная ситуация, которая может нанести ущерб как экологии, так и жизням работников.

Также не стоит забывать о том, что работа в данных условиях подразумевает вредные факторы, воздействующие на организм человека на протяжении длительного периода, например, повышенный уровень шума и вибраций или изменение микроклимата рабочего места, так как работы производятся и в помещении, и на открытом воздухе.

Ниже будут рассмотрены все разделы, упомянутые выше, а также документация, необходимая для соблюдения правовых и организационных моментов данного предприятия.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Так как разработка нефтяных и газовых месторождений, как, правило, производится в северных районах, а сотрудники работают вахтовым методом, то для правового и организационного регулирования осуществляется с помощью Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (редакция от 09.03.2021), в частности глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» и глава 50 «Особенности

регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям» [11].

Существует ряд характерных особенностей, присущих правовому регулированию в нефтегазовой отрасли. Среди них можно выделить:

- Величина рабочего времени
- Заработная плата
- Величина времени отдыха
- Охрана труда

Законодательством РФ для персонала, осуществляющего тяжелую работу или работу с вредными и опасными условиями, предусмотрены следующие льготы:

- ежегодный дополнительный отпуск минимальной продолжительности 7 календарных дней (ст.117 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870 «Об установлении сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда»);

- повышение оплаты труда - не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда (ст. 147 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870);

- сокращенная продолжительность рабочего времени - не более 36 часов в неделю (ст. 92 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870);

- выдача молока и лечебно-профилактического питания (ст. 222 ТК РФ); [11]

Работникам могут быть установлены дополнительные по сравнению с законодательством трудовые и социально-бытовые льготы и компенсации за работу в неблагоприятных условиях труда за счет собственных средств

работодателя. Перечень и размер дополнительных льгот фиксируется в коллективном договоре.

4.2 Производственная безопасность

Для того, чтобы определить и оценить потенциальные вредные и опасные факторы, способные возникнуть при проведении процесса ВГВ, используется ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [12]. В таблице 3 представлены результаты.

Таблица 3 – Возможные опасные и вредные факторы [12]

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработ ка	Изготов ление	Эксплу тация	
Повышение уровня шума и вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность
Повышенная загазованность рабочей зоны	—	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе	—	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
Утечка вредных веществ в атмосферу	—	+	+	ГОСТ Р 56167-2014. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества

Движущиеся машины и механизмы	—	+	+	ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ. Процессы производственные ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное
Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность
Пожарная безопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004 – 91 ССБТ. Пожарная безопасность Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ

4.2.1 Анализ вредных факторов

Повышенный уровень шума и вибрации

Шум – звуковые колебания в диапазоне слышимых частот, способные оказать вредное воздействие на безопасность и здоровье работника [13]. Вибрация – механическое колебательное движение машин и механизмов, которое может оказывать вредное воздействие на здоровье работника [14]. Максимально допустимые показатели шума и вибрации должны соответствовать нормам, которые регламентированы СанПиН 2.2.4.3359-16 [15] и соответствующими ГОСТами.

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно ГОСТ 12.4.275-2014 ССБТ могут быть: наушники, противошумные наушники, смонтированные с защитной каской, противошумные вкладыши [16].

Защита от шума при работе обеспечивается:

- размещением насосно-компрессорных установок в индивидуальных укрытиях и оснащение их автоматизированными средствами управления, не требующими постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- проведением послеремонтного и при необходимости периодического контроля шумовых характеристик машин;

- контролем правильности использования средств индивидуальной защиты от шума [13].

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- использованием материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- проведением периодического контроля вибрации на рабочих местах и организацией на основе полученных результатов режима труда, способствующего снижению вибрационной нагрузки на человека, а также контролем за его соблюдением [14].

По мере износа оборудования, вибрации, которые данное оборудование производит, усиливаются, именно поэтому для частичного устранения этих вибраций рекомендовано установление прокладок из резины или асбеста между полом и самим компрессором в качестве коллективной меры защиты.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Так как для реализации способа ВГВ используются трубопроводы и насосно-компрессорные установки, то в рабочей зоне возможны утечки газа, которые могут принести вред здоровью персонала. Загазованность, как правило, измеряется с помощью газоанализатора СГГ-20, актуальный для большинства нефтяных и газовых месторождений. Обнаружить место утечки можно при помощи раствора мыла (или других ПАВ). После обнаружения места утечки персонал должен сообщить другим рабочим, а также вышестоящему руководству. Необходимо принять меры производственной и экологической безопасности. При отсутствии возможности устранить проблему самостоятельно, рабочий персонал обязан вызвать бригаду по ликвидации аварии, которые имеют специализированное оборудование и квалификацию.

При работе в помещениях, где находится насосно-компрессорное оборудование и резервуары, необходимо проветривание данного помещения в

районе 20 минут. При выполнении работ необходимо использовать средства индивидуальной защиты (очки, респиратор или противогаз), контролировать содержание концентрации вредных веществ в нагнетаемой смеси в соответствие с санитарными нормами согласно таблице 4. [17]

Таблица 4 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ [17]

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Азота оксиды (в пересчете на NO)	5	III
Ангидрид сернистый	10	III
Бензин (растворитель топливный)	100	IV
Бензол	5	II
Керосин (в пересчете на С)	300	IV
Масла минеральные нефтяные	5	III
Нефть	10	III
Оксид азота	0,4	III
Сероводород	10	II
С1 – С5	3	III
Тетраэтилсвинец	0,005	I
Толуол	50	III
Углерода оксид	20	IV

К вредным и токсичным веществам относятся те группы веществ, которые при контакте с организмом человека могут вызвать различные производственные травмы, развитие профессиональных заболеваний, отклонение в состоянии здоровья, если не будут выполняться все требования безопасности. Чаще всего на нефтегазовых месторождениях это происходит через дыхательные пути и кожу. При взаимодействии вредных и токсичных веществ с кровью могут возникать болезни и осложнения.

При проведении ВГВ работникам приходится сталкиваться и входить в непосредственный контакт с различными химическими веществами (например, различные ПАВ, щелочи, полимеры и полимерные гели). Данные вещества находятся в резервуарах, насосно-компрессорных установках и трубопроводах, ведущих к нагнетательным скважинам, соответственно, существует вероятность утечек данных веществ и нанесение вреда здоровью сотрудников организации.

Основным критерием, служащий экологическим нормирование содержания вредных веществ является предельно допустимая концентрация (ПДК), некоторые из которых представлены в таблице 2. [17]

Для предотвращения последствий утечек и снижению влияния на организм человека применяют СИЗ и средства коллективной защиты. Из средств индивидуальной защиты обычно применяют стандартное оборудование: очки, специальная одежда, противогазы.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Показатели микроклимата рабочих помещений и рабочей зоны является важными факторами при работе на месторождении, так как большое количество нефти добывается в северных районах Российской Федерации. Длительное воздействие на человека неблагоприятных показателей микроклимата ухудшает его самочувствие, снижает производительность труда и приводит к заболеваниям, поэтому в организации должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата, установленные СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [18]. Они представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Оптимальные и допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений [18]

Оптимальные значения характеристик микроклимата				
Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22 – 24	21 – 25	40 – 60	0,1
Теплый	23 – 25	22 – 26	40 – 60	0,1
Допустимые значения характеристик микроклимата				
Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	20 – 25	19 – 26	15 – 75	0,1
Теплый	21 – 28	20 – 29	15 – 75	0,1 – 0,2

4.2.2 Анализ опасных факторов

Движущиеся машины и механизмы

Для безопасного проведения операции ВГВ и подготовки к ней необходимо придерживаться основных правил безопасности, касающихся как самой операции, так и оборудования для избегания непосредственного контакта с движущимися механизмами и нанесения вреда здоровью сотрудников, и заключающиеся в следующем:

- мероприятие должно проводиться специально обученным персоналом под руководством инженерном-технического мастера, утвержденного главным инженером с соблюдением всех норм и правил безопасности;
- место установки оборудования должны быть хорошо подготовлено
- наличие исправного оборудования;

–знание персоналом строениям и принципов действия каждого агрегата, с которым ведется работа;

–проводить опрессовку труб давлением, которое превышает максимально расчетного в 1,5 раза;

–запускать оборудование только после удаления людей на безопасное расстояние;

–всегда следовать инструкциям руководящего персонала.

Электробезопасность

Большая часть оборудования месторождения, в том числе и для проведения ВГВ, питается электрическим током, произведенным генераторами. Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие. При нарушении требований безопасности данное воздействие может привести к травмам или гибели людей.

Норма по максимально возможному току и напряжению, протекающему через организм человека не должны превышать значений, представленных в таблице 6 [19].

Таблица 6 – Предельно допустимые значения тока и напряжения [19]

Род тока	U, В	I, mA
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Для обеспечения безопасности персонала, работающего с оборудованием ВГВ, необходимо выполнять ряд определённых мероприятий, к которым относятся:

–качественная изоляция и заземление оборудования;

- грамотное включение/включение оборудования;
- замки, ограждения и предупреждающие надписи;
- защитная и оповещающая автоматика;
- надлежащий допуск и надзор за работами в электроустановках. [20]

Пожарная безопасность

Для обнаружения пожара в рабочих помещениях предусмотрена общестанционная система пожаротушения, выполняющая две основные функции:

- контроль и сигнал о возникновении пожара в зданиях, отсеках и блок-боксах;
- управление в ручном и автоматическом режимах выпуском газа из баллонов «Хладон». [21]

Для обнаружения пожара в блок-блоках должно быть установлено по одному тепловому пожарному извещателю, который при пожаре посылает сигнал на ЩУП для включения предупредительной сигнализации.

Для тушения небольших очагов пожара на станции предусмотрены ручные огнетушители.

Территорию компрессорной установки следует содержать в чистоте и порядке, не загрязнять мусором и отходами производства, не оставлять на территории легковоспламеняющиеся и горючие жидкости. Сгораемые отходы и мусор следует убирать, а места разлива легковоспламеняющихся и горючих жидкостей – засыпать песком с его последующим вывозом.

Ко всем зданиям и сооружениям на площадке предусматривается свободный доступ. Проезды и подъезды к зданиям, а также к пожарному инвентарю и оборудованию должны быть всегда свободными. В противопожарных разрывах между зданиями и сооружениями нельзя хранить материалы, оборудование и инвентарь, а также использовать их под стоянку автотранспорта [21].

Все средства автоматического контроля, защиты, управления и регулирования должны содержаться в исправном состоянии и проверяться на

безотказность действия в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих средств. Обнаруженные при этом неисправности должны немедленно устраняться.

4.3 Экологическая безопасность

Процесс проведения ВГВ, как и эксплуатация месторождения в целом, может нанести непоправимый вред окружающей среде. Именно поэтому необходимо внимательно следить за всеми процессами, которые имеют потенциальную угрозу для природы, а также контролировать все необходимые показатели.

4.3.1 Влияние на атмосферу

Основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации будут являться: факел, дизель-генераторы, резервуары, утечки в трубопроводе, проезд автотранспорта и т.д.

Загрязняющие вещества (ЗВ), выбрасываемые в атмосферу от планируемых объектов относятся к 1 – 4 классам опасности.

Удаленность месторождения от населенных пунктов, равнинность территории создают благоприятные условия для рассеивания ЗВ в приземном слое атмосферы.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

- полной герметизацией системы сбора нефти;
- утилизацией попутного нефтяного газа на месторождении;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;

4.3.2 Влияние на литосферу

Отрицательное влияние на литосферу начинается еще с момента начала строительства планируемых объектов, которое сказывается на почвенном покрове путем разрушения и замены естественных почвенных горизонтов на минерализованные грунты при отсыпке площадки.

Основные источники загрязнения литосферы является:

- проникновение компонентов ВГВ в почву (ГЖС, растворы ПАВ);
- горюче-смазочные материалы;
- твердые отходы после проведения ремонта и обслуживания оборудования;
- загрязнения химическими реагентами почвы.

Для откачки масла и других смазочных материалов используются дренажные емкости. При ремонте технологических трубопроводов и оборудования удаление углеводородного конденсата производится по плану организации и проведения огневых или газоопасных работ с вывозом его в дренажную ёмкость сбора конденсата. Также производятся различные мероприятия по обработке зон возможных утечек и загрязнений.

4.3.3 Влияние на гидросферу

Загрязнения водной среды могут быть связаны с добычей подземных вод, а также с прорывами и разливами различных жидкостей, таких как нефть, химические реагенты и др.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01», утверждённым Главным государственным санитарным врачом РФ 16 июля 2001 г., введённым в действие с 1 октября 2001 г. [22]

В целях снижения негативного воздействия на водную среду при разработке месторождения предусматриваются следующие мероприятия:

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов;
- обваловка кустовых и нефтесборных площадок;
- организация зон санитарной охраны артезианских скважин;
- повторное (оборотное) использование воды при строительстве и освоении эксплуатационных скважин.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В условиях севера к природным ЧС могут относиться:

- различные наводнения;
- пожары;
- морозы;
- метели.

При работе с компрессорной установкой работник подвержен опасности взрыва/прорыва трубопроводов из-за гидратообразования, которые образуют пробку в трубопроводе, что в свою очередь ведет к прорыву газа под высоким давлением.

Наиболее типичной чрезвычайной ситуацией является разлив нефти, выброс газа вследствие неправильной работы установки или также крупномасштабные пожары вследствие разлива нефти или выброса газа.

Также в процессе эксплуатации лицензионного участка возможны следующие аварийные ситуации:

- открытое фонтанирование нефти из скважин;
- прорывы нефтесборной сети.

В результате открытого фонтанирования на поверхность может быть выброшено более сотни тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии. При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры к быстрой локализации аварии, сбору нефти и ликвидации последствий загрязнения природной среды.

Для предупреждения подобных ситуаций принимаются меры:

- вскрытие нефтяных пластов с установкой противовыбросовых устройств на устьях скважин;
- оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекания поврежденных участков труб.

- на участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками;
- создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий;
- применение трубопроводов с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием;
- организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода;
- проведение планово-предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования [23]. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов, очередность и технологию ремонта.

При аварийном разливе нефти производится:

- ликвидация (заглушка, перекрытие) источника разлива в течение суток;
- локализация растекания нефти по земной поверхности прокладкой сборных канав, устройством ям-ловушек в течение двух суток;
- откачка и вывоз их на очистные сооружения месторождения. [23]

Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами применяются адсорбирующие материалы: пенополиуретан, перлит.

Обобщая все вышесказанное, можно сказать о том, что работа в условиях добычи нефти и газа имеет множество опасных для здоровья людей и экологии факторов. Именно поэтому все вышеупомянутые разделы являются важными для соблюдения. Также стоит отдельно отметить саму операцию по проведению ВГВ на нефтяные пласты. Данная технология требует введения нового специфического оборудования и методов работы, соответственно рабочий персонал должен следовать всем инструкциям, которые вводятся для данного метода, так как применение новой технологии повышает риск осложнений при работе, таких как нанесение вреда здоровью персонала, ухудшение экологической обстановки, а также возникновение ЧС.

Именно поэтому социальная ответственность является значимым компонентом всего производственного процесса, а предусматриваемые мероприятия направлены на обеспечение эффективной и безаварийной разработки месторождения и рациональное использование природных ресурсов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подводя итог, хочется сделать вывод о том, что технология водогазового воздействия на нефтяные пласты является как никогда актуальной, так как доля трудноизвлекаемых запасов с каждым годом неумолимо увеличивается, а классические методы по интенсификации добычи уже не приносят требуемых результатов.

В ходе работы рассмотрены различные вариации применения данного метода улучшения нефтеотдачи. У каждой из вариаций есть свои особенности, а также условия, при которых они применимы. И несмотря на то, что в большинстве случаев агентами для закачки в пласт служат вода и углеводородный газ, применение альтернативных компонентов может привести к еще большей эффективности метода. Также в работе описаны основные критерии объекта, для которого применение ВГВ имеет смысл. К таким критериям относятся как геолого-физические критерии месторождения, так и технико-экономические. При соблюдении всех этих критериев применение описанной технологии имеет максимальную экономическую рентабельность.

Исходя из анализа отечественного и зарубежного опыта применения водогазового воздействия, сделан вывод о том, что несмотря на свою слабую изученность, эксперименты по применению этой технологии начались еще в середине прошлого века, а результаты этих опытов во многом имеют положительный эффект, что говорит о дальнейшей перспективе этого метода.

На основе анализа актуального оборудования, используемого при ВГВ, выявлены преимущества и недостатки каждой из известных технологий, а также сделан вывод о том, что насосно-эжекторный способ закачки является наиболее многообещающим и наименее капиталоемким для организаций. Также исходя из анализа эффективности метода ВГВ на Новогоднем месторождении установлено, что применение данного способа воздействия на пласт может нести большую технологическую эффективность при правильном

соблюдении эксплуатации. К тому же, применение данной технологии должно нести на локальный, а массовый характер, охватывая большую часть месторождения, так как экономическая рентабельность в таком случае будет расти еще более интенсивно.

В работе также проведен расчет финансовой эффективности применения ВГВ на месторождении и сделан вывод о том, что рост экономических показателей происходит более интенсивно. Это подтверждает мнение о том, что применение описанной технологии имеет хорошую экономическую рентабельность.

В заключительной части работы приведены разделы социальной ответственности, к которым относятся производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на объектах нефтедобычи. При строгом соблюдении всех вышеуказанных разделов проведение такого мероприятия, как ВГВ, будет безопасным как для людей, так и для окружающей среды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – 79 изд. – М.: Газоил пресс, 2006. – 200 с.;
2. Shokufe Afzali, Nima Rezaei, Sohrab Zendehboudi A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection // Fuel. – 2018. – №227. - С. 218-246;
3. Дроздов А.Н., Телков В.П., Егоров Ю.А. Водогазовое воздействие на пласт: механизм действия, известные технологии. Насосно-эжекторная технология и насосно-компрессорная технология как ее разновидность // М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2009. – С. 23-33;
4. Шайнуров Д.Ф. Критерии применимости водогазового воздействия // Форум молодых ученых. – Саратов: 2019. – С.998-1001;
5. Вафин Т.Р. Совершенствование технологий водогазового воздействия на пласт при нестационарном режиме: дис. Канд. Разработка и эксплуатация НГМ наук: 25.00.17. – Бугульма, 2016. – 122 с.;
6. Дроздов А.Н. Проблемы внедрения водогазового воздействия на пласт и их решения // Нефтяное хозяйство. - 2014. - С. 100-104;
7. Полякова Н.С. Анализ водогазового воздействия на Новогоднем месторождении // Сборник трудов конференции. – Тюмень: 2015. – С. 187-189;
8. Цена на Фьючерс на нефть Brent/ [Электронный ресурс] – <https://ru.investing.com/commodities/brent-oil> (Дата обращения – 12.05.2021);
9. Центральный Банк РФ/ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.cbr.ru/key-indicators/> (Дата обращения – 12.05.2021);
10. Налоговый кодекс РФ Статья 284. Налоговые ставки / [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://taxpravo.ru/kodex/287716-statya_284_nalogovyie_stavki (Дата обращения – 12.05.2021);
11. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 9.03.2021) / [Электронный ресурс] – Режим доступа:

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/ (Дата обращения – 29.04.2021);

12. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;

13. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности;

14. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования;

15. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах;

16. ГОСТ 12.4.275-2014 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов слуха;

17. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

18. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;

19. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов;

20. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утв. Приказом Минтруда России от 24.07.2013 N 328н);

21. ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности;

22. СП 2.1.5.1059-01. Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения;

23. Хаустов, А.П. Редина, М.М. Чрезвычайные ситуации и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе [Текст] // Кодекс/Техэксперт. – 2014.